Le 25 mars 1983

L'honorable Jean Chrétien, C.P., député,
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources,
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre:

Conformément aux dispositions de l'article 91 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, Statuts révisés du Canada 1970, chapitre n° 6, j'ai l'honneur de vous soumettre le rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'exercice terminé le 31 décembre 1982.

Le Président,

C. Geoffrey Edge

This Annual Report is published in both official languages. English copies may be obtained by writing to the Secretariat Division of the National Energy Board.

Couverture: Soudeur travaillant sur le gazoduc Trans Québec et Maritimes (Photo: TQM)

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1983

N° de cat. NE 1-1982F

ISBN 0-662-91917-3

ERRATUM

RAPPORT ANNUEL DE
L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

VEUILLEZ REMPLACER LA FIGURE 7(A), PAGE 23, PAR LA CARTE CI-DESSOUS

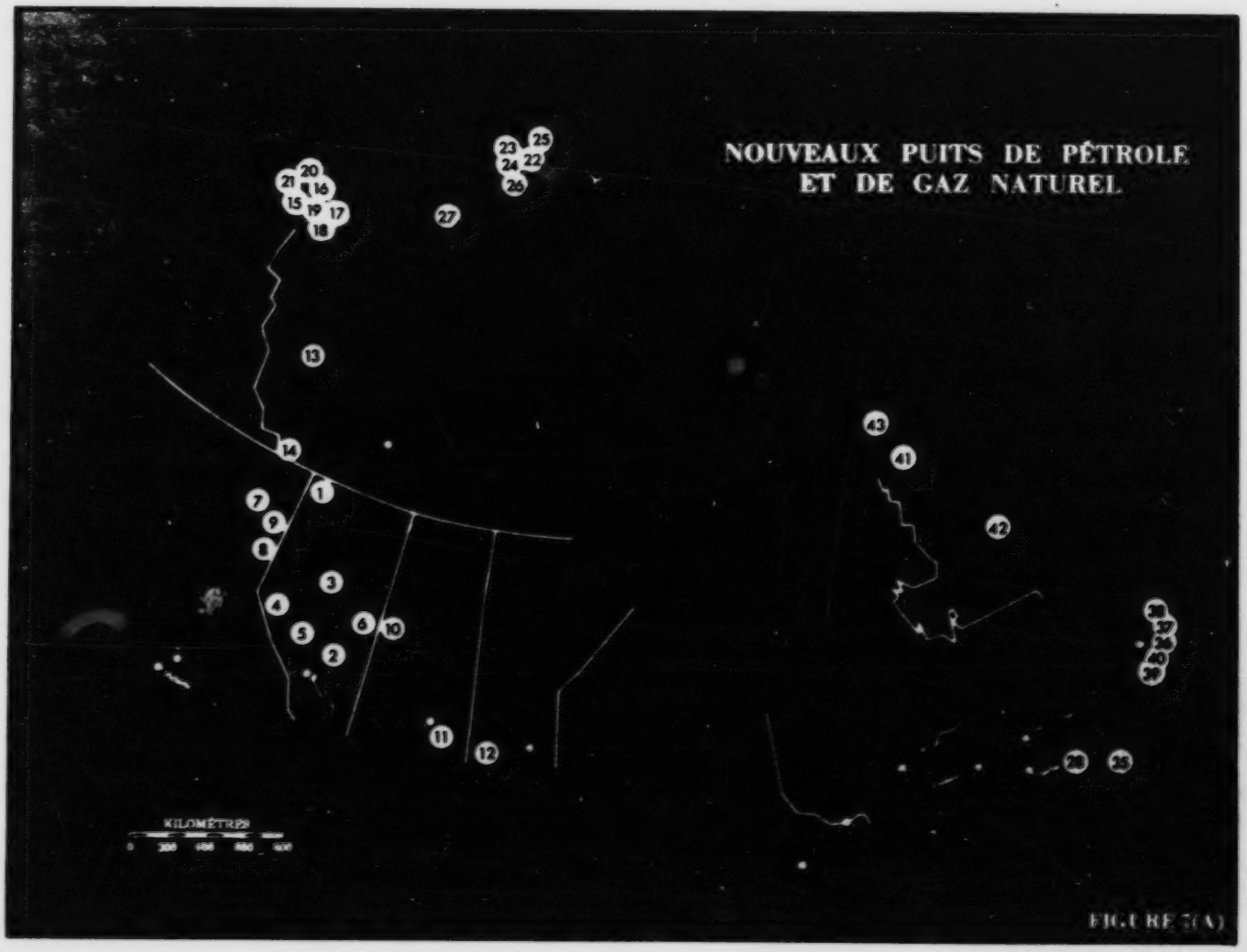


Table des matières

	Page
Message du Président	2
Membres de l'Office	4
Fonctions et responsabilités	7
Audiences publiques	9
Revue générale du secteur énergétique	19
L'offre et la demande	19
Travaux d'exploration et d'exploitation	22
Réserves de pétrole et de gaz naturel	25
Revue des activités	27
Le pétrole et ses produits	27
Le gaz naturel et ses produits dérivés	29
Activités pipelinières	31
Activité dans le domaine de l'électricité	36
Environnement	39
Questions d'ordre économique	41
Questions de réglementation financière	41
Questions d'ordre juridique	42
Lois et règlements	45
Etudes et rapports spéciaux	49
Organisation de l'Office national de l'énergie	51
Annexes	55

MESSAGE DU PRÉSIDENT

L'année 1982 a été marquante dans l'évolution de l'Office.

La Loi sur l'Office national de l'énergie a été considérablement modifiée par l'adoption des projets de loi C-108, C-60 et C-87. Grâce au projet C-108, notre rôle relativement aux lignes internationales de transport d'électricité s'est accru; en outre, nous pouvons désormais mieux réglementer les tarifs des pipelines par l'application de droits provisoires; le nombre de nos membres est passé de neuf à onze et d'autres améliorations ont été apportées en matière d'exploitation. Le projet de loi C-60, qui a reçu la sanction royale en 1981 et a été promulgé au début de 1983, modifie les procédures d'expropriation et d'indemnisation concernant les terrains supplémentaires nécessaires pour les emprises des pipelines et autorise les propriétaires fonciers à demander la tenue d'audiences publiques dans leur localité avant que les terres ne soient expropriées. Le projet de loi C-87, promulgué en même temps que le projet de loi C-60, autorise la nomination de six membres provisoires de l'Office ou moins.

En 1982, suite à la publication en 1981 du rapport de l'enquête effectuée par l'Office concernant l'offre et la demande canadienne en matière d'énergie, l'Office a tenu une audience générale sur les exportations de gaz naturel où il a étudié 29 demandes d'exportation de gaz naturel aux Etats-Unis par gazoduc et au Japon et à la Corée sous forme de gaz naturel liquifié. La décision portant sur la première phase rendue en mai, était d'une importance primordiale; elle établissait de nouveaux critères en vertu desquels seraient déterminés les excédents de gaz naturel disponibles pour l'exportation. La décision finale, rendue au début de 1983, recommandait l'approbation de plusieurs nouvelles licences par le Cabinet.

Le marché du gaz naturel aux États-Unis est en baisse et les services d'utilité publique sont l'objet de pressions considérables pour qu'ils se procurent du gaz naturel au meilleur prix possible. Cette situation est causée, en partie, par la récession et en partie par l'existence d'un excédent de gaz naturel américain à bon marché, facteurs qui font que les permis d'exportation de gaz naturel canadien sont considérablement sous-utilisés.

L'année 1981 avait été marquée par un déclin de la demande canadienne en pétrole; en 1982, ce déclin a été encore plus prononcé. On peut l'attribuer aux efforts continus en matière d'économie d'énergie, à l'utilisation d'autres formes d'énergie et à l'aggravation de la récession. Au cours de l'année précédente, le déclin de la demande avait été largement compensé par la réduction de la production de pétrole brut en Alberta, mais en 1982, la production ayant atteint un rythme maximal, l'offre a souvent dépassé la demande. L'Office a joué un rôle de premier plan dans ses efforts pour maintenir à un minimum la capacité de production de pétrole dormant. En délivrant des permis d'exportation et en prenant d'autres mesures connexes, l'Office a assumé un rôle primordial à cet égard, plus particulièrement en ce qui concerne le pétrole brut lourd, au cours du deuxième semestre de l'année.

En ce qui a trait à l'électricité, l'année 1982 a été une année marquante; en effet, l'Office a accordé pour la première fois des licences d'exportation de l'électricité produite entièrement par une centrale nucléaire, trois licences ayant été délivrées à la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick. Une autre demande a d'abord été rejetée, mais après l'étude de nouveaux témoignages, lors d'une audience d'examen tenue plus tard au cours de l'année, cette quatrième licence a été accordée.

L'ouverture de l'audience sur le Projet pilote de l'Arctique en février a signalé le début des travaux de réglementation présentés devant l'Office en matière d'exploitation des ressources énergétiques de l'archipel Arctique.

En juillet, les promoteurs du projet ont annoncé qu'ils envisageaient la possibilité de vendre du gaz naturel liquide en Europe, plutôt qu'aux États-Unis. La TransCanada a sollicité un ajournement pour un temps indéfini de sa requête relative à un terminal de regaséification dans l'Est du Canada, qui ne serait plus nécessaire pour des exportations vers l'Europe. L'Office a accordé la requête de la TransCanada le 28 juillet et a ajourné, le 31 août, l'audience portant sur le Projet pilote de l'Arctique, jusqu'à la présentation par les promoteurs du projet d'une proposition définitive quant à l'exportation du gaz naturel liquide.

Une autre requête, relative au transport et à l'exportation du gaz naturel provenant de l'île de Sable, devrait être présentée en 1983.

L'Office s'inquiète de plus en plus du coût élevé de construction des pipelines au Canada et du fait que ce coût s'accroît ici plus rapidement qu'aux Etats-Unis. Dans un rapport publié en juin 1982, il reconnaît une vaste gamme de problèmes qui devront être résolus si l'industrie de la construction de pipelines doit reprendre son plein essor et remplir son rôle essentiel de liaison entre les approvisionnements énergétiques et le marché. Suite à la publication du rapport de l'Office, le ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources a établi un groupe de travail qui lui présentera, d'ici le milieu de 1983, des recommandations sur la façon de résoudre ces problèmes.

Afin d'attirer davantage l'attention sur les problèmes de financement et sur l'élaboration des tarifs des pipelines dans les années 80, l'Office a parrainé une importante conférence à ce sujet en novembre 1982, en collaboration avec le Centre d'études des industries réglementées de l'Université McGill. Divers documents d'un grand intérêt ont été présentés à des cadres supérieurs de l'industrie et des gouvernements, ainsi qu'aux représentants des groupes d'intérêt public.

En septembre 1982, l'Office a présenté un exposé sur le transport du pétrole et du gaz naturel dans les régions pionnières devant le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord. Entre autres, l'Office recommandait plus particulièrement qu'un coordonnateur fédéral soit nommé pour les grands projets complexes dans le domaine de l'énergie, dont le rôle serait de simplifier et de coordonner la présentation des informations dont a besoin le Cabinet pour rendre des décisions; l'Office recommandait également qu'un commissaire soit nommé pour veiller à ce que les grands projets soient réalisés promptement, de façon rentable et en tenant compte des considérations environnementales et socio-économiques.

En 1982, l'Office a commencé de publier un Etat des projets de réglementation afin d'informer le public des mesures de réglementation projetés. Cet Etat est maintenant publié tous les trimestres; la réaction du public a été très favorable.

J'ai passé en revue les évenements les plus remarquables de 1982. A l'avenir, l'Office tentera encore davantage d'assurer que ses objectifs de réglementation sont atteints. Dans ses grandes lignes, le rôle de l'Office est de traiter les requêtes qui lui sont présentées de façon juste, rapide et sans accabler exagérément les parties concernées.

Les projets jugés d'intérêt public pour le Canada devraient être autorisés dans les plus brefs délais sans pour autant négliger les mesures de sécurité appropriées.

Le Président,

C. Geoffrey Edge

MEMBRES DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Président:	C. Geoffrey Edge
Vice-président:	R.F. Brooks
Vice-présidents associés:	L.M. Thur
	W.A. Scotland*
	J. Farmer
	A.D. Hunt
Membres:	J.R. Jenkins
	J.R. Hardie
	J.L. Trudel
	R.B. Horner, c.r.
	A.B. Gilmour

Nouveau membre

Les modifications apportées à la Loi sur l'Office national de l'énergie suite à l'adoption du projet de loi C-108 ont permis de porter le nombre de membres permanents de neuf à onze.

Le 16 août 1982, le Ministre a annoncé la nomination de M. A. Digby Hunt à titre de membre et de vice-président associé de l'Office. Avant de se joindre à l'Office, M. Hunt était sous-ministre adjoint du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources depuis 1976. Il a également été président de l'Office des indemnisations pétrolières et vice-président de la Société d'aménagement du bas Churchill.

* M. Scotland est l'agent désigné de l'Office au bureau de Calgary de l'Administration du pipe-line du Nord.

GROUPES DE TRAVAIL ET COMITÉS PERMANENTS*

COMITÉS PERMANENTS	PRÉSIDENT	MEMBRES		SUPPLÉANTS
Pétrole	R.F. Brooks	J.R. Jenkins	J.R. Hardie	L.M. Thur
Gaz	L.M. Thur	R.B. Horner	A.B. Gilmour	J. Farmer
Électricité	J.L. Trudel	R.F. Brooks	A.D. Hunt	L.M. Thur
Pipelines	J. Farmer	J.R. Jenkins	R.B. Horner	A.B. Gilmour
Reglementation financière	J.R. Hardie	A.D. Hunt	J.L. Trudel	R.B. Horner
COMITÉS				
Exécutif	C.G. Edge	R.F. Brooks J. Farmer R. St.G. Stephens	L.M. Thur A.D. Hunt	
Vérification interne	C.G. Edge	R.F. Brooks R. St.G. Stephens	L.M. Thur	
Études énergétiques	C.G. Edge	R.F. Brooks K.W. Vollman	L.M. Thur	
Processus de réglementation	R.F. Brooks	H. Wetston	G. Yorke Slader	R.B. Horner

* Le président est membre d'office de tous les groupes de travail et comités permanents.

L'Office attribue une grande partie de ses travaux permanents de réglementation à cinq comités permanents composés chacun d'un quorum de trois membres de l'Office. En outre, certains membres de l'Office participent aux travaux de quatre comités, dont deux traitent des questions se rapportant à la gestion interne de l'Office. La composition de chaque comité et groupe de travail est indiquée dans le tableau ci-joint.

COMITÉS PERMANENTS

Dans l'exercice de leur pouvoir et de leurs fonctions, tels que décrits ci-dessous, les comités permanents renvoient devant le conseil des membres de l'Office toute question qui traite de politique générale, entraîne des dépenses importantes de la part des sociétés réglementées, exige un examen attentif quant à l'opportunité d'une audience publique, ou bien soulève des questions dont l'importance, selon le comité permanent, affecte l'Office tout entier.

Comité permanent de l'électricité

Le comité permanent de l'électricité exerce les pouvoirs de l'Office sur toutes les questions relatives à l'électricité, à l'exclusion de la délivrance et de la modification des certificats ou des licences, et de toute question qui exigerait la tenue d'une audience publique.

Comité permanent de la réglementation financière

Le comité permanent de la réglementation financière exerce les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne les droits et les tarifs exigés par les sociétés de gazoducs et d'oléoducs relevant de la compétence de l'Office, à l'exclusion de toute question qui exige la tenue d'une audience publique.

Comité permanent du gaz

Le comité permanent du gaz exerce les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne toutes les questions relatives au gaz naturel, au gaz naturel liquéfié, au gaz naturel synthétique et à celles se rapportant au propane, aux butanes, à l'éthane et à l'éthylène, sauf si elles concernent la délivrance et la modification de licences ou toute autre question qui exigent la tenue d'une audience publique. En outre, ce comité permanent conseille le Ministre en vertu de l'article 22 de la Loi sur l'ONE, en matière de prix d'exportation du gaz naturel.

Comité permanent du pétrole

Le comité permanent du pétrole exerce les pouvoirs de l'Office en vertu de la Partie I de la Loi sur l'administration de l'énergie en ce qui concerne les droits d'exportation sur le pétrole brut, les produits pétroliers et le pétrole servant de combustible au transport international. Le comité permanent délivre des licences relatives à l'exportation de pétrole et de produits pétroliers pour une période de moins d'un an, surveille les mouvements et les réparti-

tions interprovinciales du pétrole brut en ce qui concerne les questions énergétiques du domaine du pétrole.

Comité permanent des pipelines

Le comité permanent des pipelines exerce les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne toutes les questions relatives à la construction, l'exploitation et l'entretien des oléoducs et des gazoducs, y compris les considérations d'ordre sécuritaire et environnemental à l'exclusion de la délivrance et de la modification de certificats, ou de toute autre question qui exige la tenue d'une audience publique.

COMITÉS

Comité exécutif

Le comité exécutif qui comprend les cinq principaux membres de l'Office ainsi que le directeur exécutif traite des questions générales qui touchent l'Office à long terme.

Comité de vérification interne

Le comité de vérification interne fait la revue des opérations de l'Office afin de s'assurer qu'elles sont administrées de façon efficiente, économique et efficace.

Comité du processus de réglementation

Ce comité étudie et passe en revue tous les aspects du processus de réglementation et recommande à l'Office des mesures conçues pour améliorer l'efficience et l'efficacité des règlements.

Comité des études énergétiques

Ce comité lance et revoit les études effectuées sur tous les aspects de l'énergie qui peuvent intéresser l'Office et qui ne sont pas du ressort des autres groupes ou comités.

FONCTIONS ET RESPONSABILITÉS DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

En vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie (1959) et de ses modifications subséquentes, l'Office a deux responsabilités principales: réglementer des secteurs précis des industries du pétrole, du gaz et de l'électricité dans l'intérêt du public et conseiller le gouvernement sur toute question relative à la mise en valeur et à l'utilisation des ressources énergétiques.

L'Office peut, de son propre chef, enquêter sur des aspects particuliers de l'industrie énergétique et en faire rapport au gouvernement, au Parlement et au grand public.

L'Office effectue aussi des études et rédige des rapports à la demande du Ministre.

Le rôle de réglementation de l'Office touche les champs d'activités suivants:

Les certificats de commodité et de nécessité publiques pour les pipelines et les lignes de transport d'électricité

L'Office accorde des certificats permettant de construire ou d'exploiter des pipelines internationaux ou interprovinciaux pour transporter du pétrole, du gaz et des produits pétroliers ainsi que des lignes internationales de transport d'électricité. Avant la délivrance d'un certificat, l'Office entend la requête en audience publique. En vertu d'une modification votée en 1982 et promulguée le 1er février 1983, la portée de la Loi sur l'ONE pourra s'étendre aux lignes interprovinciales de transport d'électricité, désignées par décret du gouverneur en conseil.

Ordonnances en matière de pipelines et de lignes de transport d'électricité

L'Office peut délivrer des ordonnances relatives à de petites additions ou des modifications aux réseaux de pipelines sans avoir recours à une audience publique. Ces additions et modifications ont donc trait à des tronçons, des embranchements et des prolongements de pipelines d'une longueur maximale de 40 kilomètres et à des installations auxiliaires comme les réservoirs, les pompes, les compresseurs, les stations de comptage et les systèmes de communication. L'Office peut aussi autoriser, au moyen d'une ordonnance, des lignes internationales de transport d'électricité d'une puissance maximale de 50 kV.

Les croisements de pipelines par les services publics

Pour des raisons de sécurité, de protection de l'environnement et de l'existence d'autres services publics, aucun pipeline ne peut sans autorisation croiser un autre service public ou être croisé par ce dernier. Lorsqu'un pipeline doit croiser un cours d'eau navigable ou une voie ferrée, l'autorisation doit être obtenue du ministre des Transports ou de la Commission canadienne des transports respectivement. Les croisements d'autres services publics ne peuvent être faits qu'avec l'autorisation de l'Office. Ce dernier donne son autorisation en délivrant une ordonnance, après étude de tous les renseignements pertinents.

Sécurité des canalisations

Les règlements de l'Office sur les oléoducs et les gazoducs énoncent les principes qui doivent régir la conception, la construction et l'exploitation des pipelines relevant de sa compétence. En ce qui concerne d'abord la conception technique du pipeline, on étudie les requêtes de construction pour assurer qu'elles sont conformes aux règlements. Les sociétés exploitantes sont tenues d'élaborer des plans d'urgence conjointement avec les autorités locales en vue de la sécurité publique au cas où il se produirait des bris de canalisation lors d'essais ou en cours d'exploitation. Pour assurer que le pipeline est construit et exploité de la façon la moins dangereuse possible, l'Office fait exécuter des programmes d'inspection, ainsi que des enquêtes et des examens.

Protection de l'environnement

Les Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie exposent les exigences de cet organisme quant aux renseignements d'ordre environnemental à lui fournir sur les nouveaux oléoducs et gazoducs, sur les modifications ou les extensions apportées aux réseaux actuels et à propos des lignes internationales de transport d'énergie. L'Office considère les répercussions de la construction et de l'exploitation des oléoducs, des gazoducs et des lignes internationales de transport d'électricté sur l'environnement. L'Office tient compte de divers éléments comme les effets sur le pergélisol, l'érosion et le limonage aux croisements de cours d'eau, les conséquences pour la faune, la préservation des sites archéologiques importants, les émissions gazeuses, le bruit ainsi que la protection des terres arables.

Les licences et ordonnances d'exportation

Lors de l'étude de demandes de licences d'exportation, l'Office doit, en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie, examiner tous les facteurs qui lui semblent pertinents. Il doit notamment s'assurer que les quantités d'énergie en question ne dépassent pas les excédents restants après avoir tenu compte des besoins raisonnablement prévisibles du Canada pour cette forme particulière d'énergie. Depuis la proclamation du projet de Loi C-108, l'Office doit en outre tenir compte de la répartition équitable du pétrole ou du gaz au Canada, lorsque ces produits seront exportés en vue d'une importation subséquente ou dans le cas d'importation de pétrole et de gaz. L'Office a en effet l'autorité de répartir les approvisionnements de pétrole ou de gaz entre les différentes régions du pays, soit par exemple, au cours d'une période où l'approvisionnement est difficile, autrement qu'en cas d'urgence nationale.

La réglementation des taux, droits, tarifs et pratiques comptables

L'Office réglemente les taux, les droits et les tarifs des sociétés pétrolières qui relèvent de la compétence du gouvernement fédéral afin de s'assurer qu'ils sont justes et raisonnables et afin d'empêcher toute discrimination à l'égard d'une personne ou d'une localité. Les taux, les droits et les tarifs autorisés sont calculés de façon à tenir compte, notamment, des frais d'établissement et d'exploitation ainsi que de la nécessité pour les sociétés en question d'obtenir un rendement suffisant de leurs investissements pour attirer les fonds nécessaires au maintien et à l'expansion de leurs services. L'Office exige des sociétés pétrolières et gazières qui relèvent de sa compétence qu'elles utilisent les pratiques et les systèmes de classification comptables normalisés qu'il a établis.

Responsabilités en vertu de la Loi sur l'administration de l'énergie

L'Office est chargé de l'application de certains aspects de la Loi sur l'administration de l'énergie, (autrefois la Loi sur l'administration du pétrole), à savoir l'imposition et la perception d'une taxe sur l'exportation du pétrole brut et de certains produits pétroliers et l'administration du prix du gaz naturel sur les marchés interprovinciaux et d'exportation.

Responsabilités en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord

Adoptée le 12 avril 1978, la Loi sur le pipe-line du Nord autorise la délivrance de certificats relatifs à la construction d'un gazoduc au Canada le long de la route de l'Alaska, ainsi que la création de l'Administration du pipe-line du Nord chargée d'en assurer la surveillance. Aux termes de certaines dispositions de la Loi, la société doit demander diverses autorisations de l'Office et du ministre responsable de l'application de la Loi sur le pipe-line du Nord. Les responsabilités de l'Office portent surtout sur le financement et les tarifs, l'approbation des cahiers des charges des canalisations, la délivrance d'ordonnances de mise en service ainsi que sur la réglementation de l'exploitation du pipeline.

Application des décisions de l'Office

Lorsque l'Office est prêt à accorder un certificat relatif à un pipeline ou à une ligne de transport d'électricité ou à délivrer une licence d'exportation de gaz naturel ou d'électricité, d'importation de gaz naturel ou d'exportation de pétrole, d'une durée de plus d'un an, il en fait rapport au gouverneur en conseil par l'intermédiaire du ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources. Si la délivrance du certificat est approuvée par le gouverneur en conseil, l'Office délivre le certificat. Lorsqu'il s'agit d'une requête relative à l'exportation ou à l'importation, une licence délivrée par l'Office entre en vigueur dès qu'elle est approuvée par le gouverneur en conseil. Lorsque l'Office rejette une demande, la décision n'est pas soumise à l'étude du gouverneur en conseil. Les motifs de décision de l'Office sur toutes ces questions sont publiés comme documents d'intérêt public.

A cause de la nature particulière du commerce du pétrole brut et des produits pétroliers, notamment l'utilisation de contrats à court terme et la nécessité de prendre des décisions au jour le jour, l'Office met directement en application, sauf pour les licences qui excèdent un an, des mesures de contrôle des exportations de pétrole sans avoir recours au gouverneur en conseil.

L'Office s'occupe aussi directement des requêtes présentées en vue de l'obtention d'ordonnances autorisant l'exportation de petites quantités d'éthane, de propane, de butanes et d'éthylène n'excédant pas un an, et d'un maximum de trois milliards de mètres cubes de gaz naturel au cours d'une même année, pendant deux ans, sans avoir recours au gouverneur en conseil. Les décisions relatives aux taux, droits et tarifs sont prises par l'Office sans avoir recours au gouverneur en conseil.

Appels des décisions de l'Office

L'Office national de l'énergie est une cour d'archives. Pour ce qui a trait à la participation, à l'assermentation et à l'interrogatoire des témoins, à la production et l'examen des documents et à l'exécution de ses ordonnances, l'Office possède tous les pouvoirs attribués à une cour supérieure d'archives.

En vertu du paragraphe 17(1) de la Loi sur l'Office national de l'énergie, l'Office peut réviser, rescinder ou changer toute ordonnance ou décision par lui rendue, ou peut procéder à une nouvelle audition d'une demande avant d'en décider. En vertu du paragraphe 17(2) de la Loi, l'Office peut modifier un certificat ou une licence qu'il a délivré, mais les changements ou les modifications de ce genre ne sont pas valides tant qu'ils n'ont pas été approuvés par le gouverneur en conseil. Aux termes de ces paragraphes de la Loi, les parties peuvent demander à l'Office de réviser une ordonnance, une décision, une licence ou un certificat. Il est possible d'en appeler d'une décision ou d'une ordonnance de l'Office auprès de la Cour d'appel fédérale, à la condition que l'appel se fonde sur un point de droit ou de compétence. Il faut obtenir de la Cour l'autorisation d'interjeter appel, dans le mois qui suit la décision ou l'ordonnance de l'Office, ou à tout autre moment déterminé par la Cour. Les jugements de la Cour d'appel peuvent, sous réserve d'autorisation, être portés devant la Cour suprême du Canada. La Cour d'appel fédérale est autorisée à étudier et à casser les décisions ou ordonnances de l'Office national de l'énergie en vertu de motifs établis. La division de première instance de la Cour fédérale du Canada a seule le pouvoir d'émettre une injonction, un bref de certiorari, une ordonnance de sursis, un bref de mandamus, un bref de quo warranto ou une réparation déclaratoire à l'égard de tout office, commission ou tribunal fédéral.

AUDIENCES PUBLIQUES

En 1982, l'Office a tenu, en totalité ou en partie, 18 audiences de Vancouver (Colombie-Britannique) à Fredericton (Nouveau-Brunswick) et dans le Nord du Canada. L'Office a siégé en tout 198 jours.

Voici un sommaire des décisions importantes prises au cours de l'année 1982 à la suite de ces audiences:

Certificats de pipelines et licences d'exportation

TransCanada PipeLines Limited

Suite à une audience publique tenue en novembre 1981, l'Office a délivré, en janvier 1982, le certificat GC-69 autorisant la TransCanada à construire et à exploiter le «raccourci de North Bay», un gazoduc de 420 kilomètres dont le tracé suit la rive sud de la rivière des Outaouais, pour se raccorder au réseau existant de la TransCanada, à proximité de Morrisburg (Ontario). Selon les calculs, le coût du projet serait de l'ordre de 403 millions de dollars.

En février 1982, l'Office a entendu en audience publique la requête de la TransCanada relative à un certificat en vue de la construction et de l'exploitation d'environ 211 kilomètres de doublements du gazoduc, en Saskatchewan et au Manitoba (les doublements de gazoducs sont des canalisations supplémentaires, construites parallèlement à une canalisation existante, en vue d'augmenter la capacité du réseau). L'Office a rendu sa décision en avril, autorisant la construction de 186,4 kilomètres du gazoduc demandé et il a délivré en mai le certificat GC-70 suite à l'approbation du gouverneur en conseil. Selon les calculs d'alors, le coût des nouvelles installations serait de l'ordre de 218 millions de dollars.

La société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

En janvier 1982, l'Office a publié sa décision approuvant la requête de la TransCanada en vue de modifier le tracé du gazoduc autorisé par l'Office aux termes du certificat GC-65. (Quoique la TransCanada ait présenté la requête, le certificat GC-65 fut transféré par la suite à la TQM).

Le nouveau tracé suivrait au Québec la rive nord du fleuve Saint-Laurent au lieu de la rive sud, entre Yamachiche et Québec. Dans sa décision, l'Office a déclaré que ce nouveau tracé qui longerait les couloirs existants des services publics, réduirait les incidences négatives sur les terres agricoles et permettrait une économie d'environ 7 millions de dollars, puisque le croisement du fleuve près de Trois-Rivières n'aurait pas lieu.

Projet pilote de l'Arctique

Le 2 février 1982, l'Office a commencé l'audience de la requête de la société Projet pilote de l'Arctique Inc. et d'une requête connexe de la TransCanada PipeLines Limited.

La requête de la société Projet pilote de l'Arctique Inc. entraînerait la construction d'un gazoduc et d'une usine de liquéfaction dans l'île Melville dans l'Arctique, le transport du gaz naturel liquéfié (GNL) dans des méthaniers brise-glaces vers un

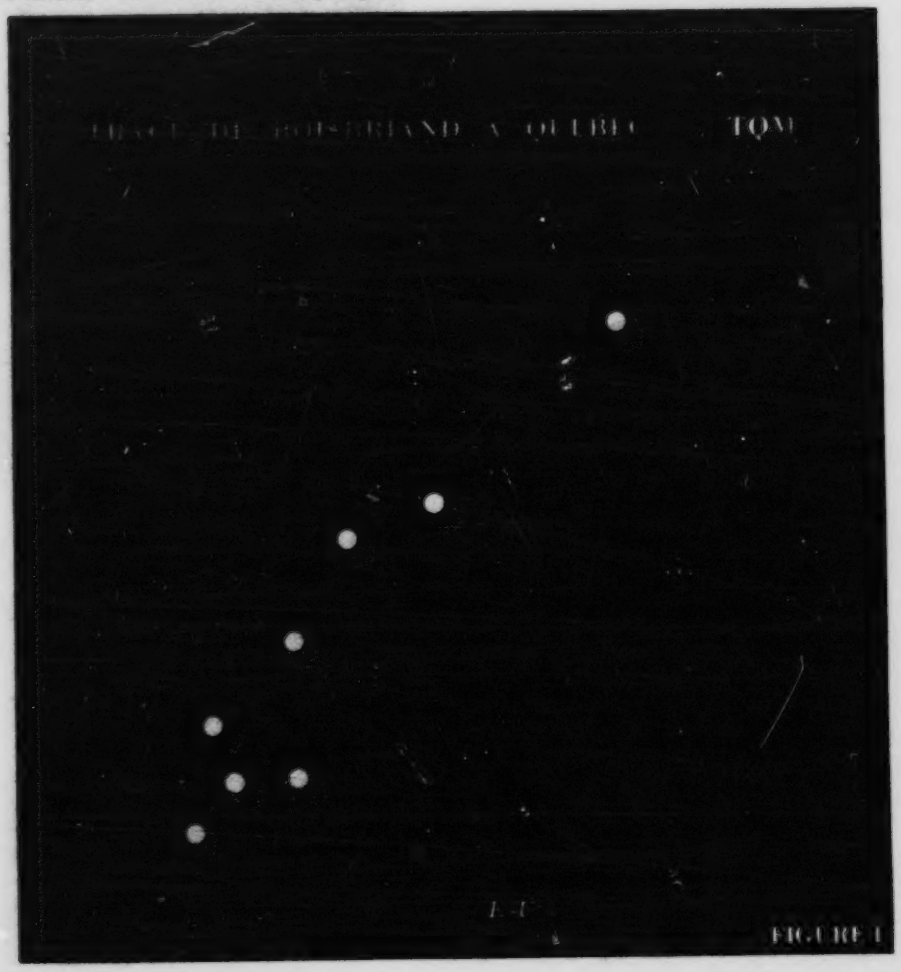


FIGURE 1

port de l'est du Canada où le GNL pourrait être regazéifié et, enfin, la livraison d'un volume de gaz naturel équivalent de l'Alberta jusqu'à Emerson (Manitoba), Niagara Falls (Ontario) et Monchy (Saskatchewan) en vue de l'exportation aux États-Unis.

La requête de la TransCanada PipeLines Limited portait sur l'obtention d'un certificat autorisant la construction et l'exploitation d'un terminal de réception de GNL et d'une usine de regazéification. Ce terminal serait situé soit à Gros Cacouna au Québec, soit à Pointe Melford, Détroit de Canso, en Nouvelle-Écosse.

En plus des responsabilités de réglementation de l'Office en ce qui concerne la délivrance de licences relatives à l'exportation de gaz et à l'octroi d'un certificat pour l'usine de regazéification comme partie du réseau pipelinier, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources en collaboration avec le ministre des Affaires Indiennes et du Nord Canada a demandé à l'Office d'effectuer un examen complet de tout le projet et de lui faire rapport sur toutes les questions qui semblent pertinentes à l'Office en ce qui concerne la commodité et la nécessité publiques présentes et futures des installations proposées.

Le 31 août 1982, l'Office a ajourné l'audience concernant la requête présentée par la Projet pilote de l'Arctique Inc. La décision d'ajourner a été prise suite à une motion de la société Projet pilote de l'Arctique Inc. visant à reporter l'audience, et suite à une contre-proposition d'ajourner les délibérations sine die, présentée par l'Inuit Tapirisat du Canada et l'Association des Inuit de la région de Baffin.

Lorsqu'il a ajourné l'audience, l'Office a déclaré:

> «La PPA a déclaré qu'elle se proposait d'approcher les marchés européens avec, essentiellement, le même projet qu'elle avait déjà soumis à l'Office. Ce dernier reconnaît que c'est là l'intention de la PPA, mais il est d'avis que rien ne garantit que des acheteurs européens partageraient cette intention. La PPA considérera peut-être souhaitable, en fin de compte, de négocier des exportations qui pourraient causer des changements substantiels au projet. Si cela devait se réaliser, il serait inutile de poursuivre en ce moment l'audience sur la composante nordique du projet. Il est possible qu'il faudrait reprendre une bonne partie des dépositions, ce qui entraînerait évidemment des coûts additionnels. L'Office est d'avis que le risque qu'il en soit ainsi est trop grand pour justifier la poursuite de l'audience en ce moment. Pour cette raison, l'audience est ajournée jusqu'à ce que la PPA puisse présenter un projet définitif d'exportation de GNL.
>
> L'Office comprend que la PPA souhaite préserver l'élan de l'audience et il est disposé à la poursuivre aussi promptement que possible, dès que l'incertitude entourant le projet aura été dissipée, sans oublier de donner aux intervenants un préavis raisonnable.»

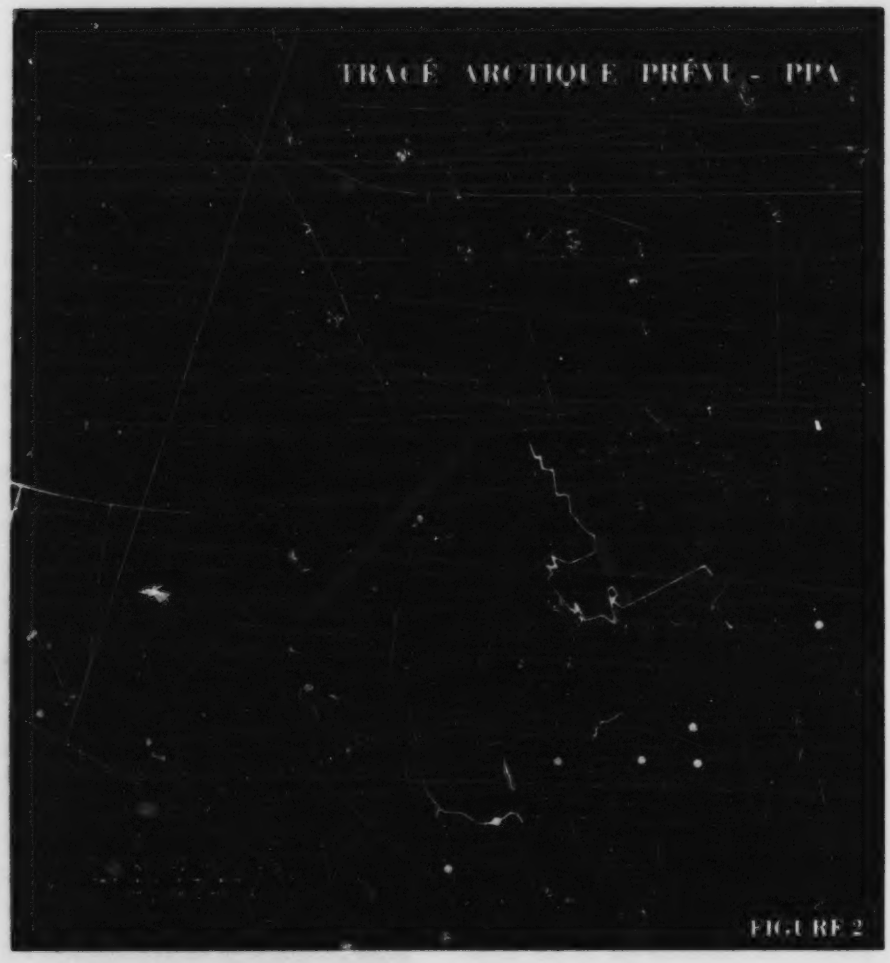


FIGURE 2

Audience générale sur les exportations de gaz naturel

En décembre 1981, l'Office avait reçu seize requêtes pour l'obtention de licences autorisant l'exportation de gaz naturel ou pour la modification de licences en vigueur. L'Office a décidé d'étudier ces requêtes lors d'une audience publique qui devait se tenir en 1982.

Compte tenu de la rapidité de l'évolution de la situation dans l'industrie du gaz naturel, l'Office a également jugé opportun d'étudier si les modalités des licences existantes autorisant l'exportation de gaz naturel étaient toujours appropriées.

En outre, au cours de l'enquête qu'il a mené en 1980-1981 concernant l'offre et la demande canadienne en matière d'énergie, l'Office a reçu des représentations selon lesquelles les procédures permettant de déterminer les excédents de gaz naturel disponible pour l'exportation devraient être modifiées. L'Office a jugé qu'il devrait revoir ses méthodes d'établissement des excédents lors de l'audience sur les requêtes d'exportation.

Par conséquent, le 14 décembre 1981, l'Office a délivré l'ordonnance GH-6-81 établissant l'audience générale sur les exportations de gaz naturel de 1982.

L'audience comportait trois phases:

Phase I — Phase d'étude
Phase II — Phase des licences
Phase III — Phase des excédents

Phase I

La phase d'étude de l'audience a eu lieu à Ottawa du 16 mars au 6 avril 1982 inclusivement. Au cours de cette phase l'Office a considéré quelles modifications pourraient être apportées aux modalités des licences existantes concernant l'exportation de gaz naturel et si les procédures de protection concernant les volumes déjà visés par des licences pourraient être modifiées. L'Office a également examiné la procédure qui sert actuellement à déterminer la disponibilité d'excédents de gaz naturel destinés à l'exportation. D'autres questions ont également été étudiées concernant les modalités des licences existantes et futures. L'Office se demandait, entre autres, si l'établissement d'une moyenne annuelle[1] devrait être abolie et si des dispositions forfaitaires devraient être incluses.

En mai 1982, l'Office a publié sa décision quant à la Phase I. Il a décidé de ne pas modifier les licences d'exportation existantes et d'adopter des procédures plus souples pour déterminer la quantité excédentaire de gaz naturel canadien pouvant être exportée. L'Office a retenu le critère du 25A1 (25 fois la demande de l'année courante) dans sa formule concernant les réserves, mais il a décidé de fonder la quantité destinée à l'exportation aux termes des licences existantes sur les quantités maximales exportables, conformément aux modalités des licences existantes. Par le passé, on avait utilisé pour ce calcul la quantité déterminée pour la période restante de la licence. L'Office a également décidé d'utiliser une évaluation des possibilités de livraison à titre de ligne directrice, plutôt qu'une règle rigide, afin de déterminer les quantités annuelles de gaz naturel excédentaires aux besoins prévisibles du Canada. La quantité qu'il sera permis d'exporter dans l'évaluation des possibilités de livraison sera fondée sur une prévision des exportations effectuées aux termes des licences existantes plutôt que sur la quantité maximale autorisée.

L'Office a également décidé qu'il était souhaitable de conserver la souplesse qu'offrent les conditions d'établissement de la moyenne annuelle. En outre, l'Office a indiqué qu'il accorderait une grande attention à l'existence de dispositions raisonnables de forfait dans les contrats d'exportation, là où de telles dispositions s'appliquent. Toutefois, l'Office n'a pas décrété que les licences existantes devraient inclure un forfait.

L'Office a recommandé au gouverneur en conseil que le Règlement sur l'ONE, (Partie VI) soit modifié afin que les détenteurs de licence soient obligés de déposer des copies de toutes les modifications et de tous les changements apportés aux contrats de vente de gaz naturel et aux ententes signées par les exportateurs et les importateurs; il serait également interdit d'exporter du gaz naturel aux termes de ces modifications ou changements jusqu'à ce que l'Office les ait approuvés. Le gouverneur en conseil a approuvé l'amendement le 21 octobre 1982.

L'Office a également recommandé que

[1] L'établissement de la moyenne annuelle est une modalité de certaines licences qui autorise le détenteur à compenser des livraisons inférieures à celles qui lui sont autorisées au cours des années précédentes par l'exportation de la quantité quotidienne maximale jusqu'à ce que la quantité exportée sur une base cumulative annuelle moyenne soit égale à la quantité des exportations annuelles autorisées aux termes de la licence.

soit adoptée une autre modification à son règlement qui lui permettrait d'autoriser par décret l'exportation de gaz naturel pour une période maximale de deux ans. Le total des quantités exportées pour une année ne devrait pas dépasser trois milliards de mètres cubes. Le gouverneur en conseil a par la suite approuvé cet amendement qui est entré en vigueur le 18 novembre 1982.

Phase II

Suite à la décision prise lors de la phase I, l'Office a fourni aux requérantes et aux autres parties intéressées la possibilité de déposer de nouvelles requêtes ou de modifier celles en vigueur ou les mémoires pour tenir compte de la décision qu'il avait prise.

A l'ouverture de la phase II (phase des licences) le 13 juillet 1982, l'Office avait reçu 29 requêtes pour l'obtention de nouvelles licences ou pour la modification des licences existantes et quelque 100 interventions. Toutes les requêtes sauf quatre concernaient l'exportation de gaz naturel vers les Etats-Unis; trois autres se rapportaient à l'exportation de gaz naturel liquéfié à destination du Japon ou de la Corée, tandis que la quatrième requête concernait l'obtention d'une licence d'exportation et d'importation en vue de l'acheminement du gaz naturel par le Canada.

Lors de la phase II, l'Office a étudié les aspects économiques, contractuels, réglementaires et autres des requêtes individuelles. Il a également étudié les marchés du gaz naturel canadien aux Etats-Unis et au Japon.

Phase III

La phase III (phase des excédents) a débuté à Ottawa le 13 septembre, s'est poursuivie à Calgary le 27 septembre et à Vancouver le 4 octobre, puis a repris à Ottawa le 15 octobre 1982.

Au cours de cette phase, l'Office a entendu des témoignages sur la demande et l'offre en gaz naturel et sur les excédents de gaz naturel disponibles pour l'exportation.

L'Office a rendu une décision concernant les phases II et III le 27 janvier 1983.

Audiences sur les emprises

En vertu de l'article 74 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, les sociétés pipelinières ayant besoin de terres supplémentaires pour la construction, l'entretien ou l'exploitation efficaces d'un pipeline peuvent demander à l'Office l'autorisation de prendre les terres nécessaires. Au cours de 1982, l'Office a traité sept requêtes présentées conformément à l'article 74 de la Loi, dont quatre concernaient la TransCanada PipeLines Limited et trois la Société gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. A la suite de la présentation des requêtes, des audiences publiques eurent lieu et l'Office rendit des décisions dans six cas. Dans un cas, la TransCanada avait présenté une requête concernant des propriétés situées dans les limites du tronçon Renfrew-Lanark du raccourci de North Bay; toutefois, après l'audience, la TransCanada s'est entendue avec tous les propriétaires fonciers restants et a retiré sa demande.

La première requête de la TransCanada, entendue les 12 et 13 novembre 1981 à Trois-Rivières, concernait 18 propriétés et 16 propriétaires fonciers. La TransCanada désirait ajouter des terres à son emprise permanente et obtenir des droits de travail temporaires en bordure du tracé. L'Office, dans ses Motifs de décision de janvier 1982, l'autorisait à prendre lesdits terrains sauf dans deux cas. Dans le premier cas, compte tenu de l'insuffisance des témoignages présentés à l'appui du besoin de ces terres supplémentaires par la requérante, l'autorisation n'a pas été accordée. Dans le second cas, l'autorisation de prendre les terrains supplémentaires a été accordée sous réserve de la présentation d'autres preuves.

La deuxième requête présentée par la TransCanada a été entendue à North Bay le 30 mars 1982. Elle concernait 92,8 kilomètres d'emprises le long du tronçon Nipissing du raccourci de North Bay. Portant sur une propriété et un propriétaire foncier, la demande visait à obtenir une emprise permanente et temporaire le long du tracé. L'Office, dans ses Motifs de décision d'avril 1982, autorisait la TransCanada à prendre les terrains supplémentaires nécessaires.

La troisième requête présentée par la TransCanada visait à obtenir une emprise permanente et temporaire supplémentaires le long des 108 kilomètres du tronçon d'Ottawa du raccourci de North Bay. L'audience a eu lieu à Ottawa le 13 avril 1982 et portait sur six propriétés et six propriétaires fonciers. Dans ses Motifs de décision publiés en mai 1982, l'Office autorisait la TransCanada à prendre les terrains nécessaires; les motifs de décision ne s'appliquent pas aux propriétés pour lesquelles la TransCanada et les propriétaires s'étaient déjà entendus au cours de l'audience.

Au cours de 1982, la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. a présenté trois requêtes à l'Office en vertu de l'article 74 de la Loi. L'Office a rendu des décisions concernant ces requêtes en mars, mai et août 1982. Dans sa première requête, la TQM cherchait à obtenir une emprise permanente additionnelle, des droits de travail temporaires et des terres en pleine propriété en bordure des 83,6 kilomètres de son tracé entre Boisbriand et Trois-Rivières, pour les 1er et 2 mars 1982; la requête portait sur 55 propriétés et 50 propriétaires fonciers. Dans ses Motifs de décision publiés en mars 1982, l'Office autorisait la TQM à prendre toutes les terres nécessaires, sauf une propriété pour laquelle la TQM avait retiré sa requête.

La deuxième requête de la TQM a été entendue à Québec le 20 avril 1982. Elle concernait 64 kilomètres d'emprise près de la rivière Saint-Maurice et entre Sainte-Anne-de-la-Pérade et Saint-Augustin-de-Desmares. Elle portait sur 131 propriétés et 97 propriétaires fonciers. La TQM vou-

lait obtenir une emprise permanente additionnelle, des droits de travail temporaires et des terres en pleine propriété le long de son tracé. Dans ses Motifs de décision publiés en mai 1982, l'Office autorisait la TQM à prendre les terres supplémentaires nécessaires; les motifs de décision ne s'appliquaient pas aux propriétés pour lesquelles la TQM et les propriétaires s'étaient entendus avant la fin de l'audience.

La troisième requête présentée par la TQM, entendue le 24 août 1982 à Québec, concernait 41,62 kilomètres d'emprise entre la rivière Saint-Maurice et la rivière Bastican. La TQM cherchait à obtenir des droits de travail additionnels permanents et temporaires; la requête concernait 17 propriétés et 10 propriétaires fonciers. Dans ses Motifs de décision d'août 1982, l'Office autorisait la TQM à prendre tous les terrains nécessaires pour la construction, l'entretien et l'exploitation efficaces du gazoduc.

Audiences sur l'électricité

Ontario Hydro

En avril 1982, l'Office a publié des Motifs de décision recommandant que soient approuvés un certificat de commodité et de nécessité publiques pour l'Ontario Hydro relativement à une ligne internationale d'électricité et une licence d'exportation pour l'Ontario Hydro. Les requêtes ont fait l'objet d'une audience publique tenue à Ottawa en janvier.

Le certificat aurait autorisé la construction et l'exploitation d'une ligne de courant direct de 300 kilovolts parcourant 103 kilomètres sous le lac Erié de Nanticoke (Ontario) à un endroit situé près d'Erie (Pennsylvanie).

La licence aurait autorisé l'Ontario Hydro à exporter 1 000 mégawatts de puissance garantie et jusqu'à 8 760 gigawattheures par année d'énergie associée pour une période de dix ans commençant en 1985. L'importateur aurait été la General Public Utilities du New Jersey (GPU).

Le certificat et la licence n'ont jamais été délivrés, car le 14 juin 1982, l'Ontario Hydro informait l'Office que la GPU avait annulé le projet.

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

En novembre et décembre 1981, l'Office a tenu une audience publique au sujet d'une requête de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick en vue d'obtenir dix licences autorisant l'exportation d'électricité, dont quatre porteraient sur des exportations de la centrale de la Pointe Lepreau, la première centrale électronucléaire dans les Maritimes, au Canada.

En avril 1982, l'Office publiait sa décision relativement à la délivrance de neuf des licences sollicitées, dont trois licences d'exportation de l'électricité produite à Pointe Lepreau.

Une licence concernant l'exportation d'une quantité maximale de 130 mégawatts de puissance garantie a été refusée.

Le 3 septembre 1982, le gouverneur en conseil approuvait les neuf licences.

Après la publication de la décision de l'Office, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick demandait en juillet 1982 à l'Office de revoir la décision qu'il avait prise, soit de refuser d'approuver l'exportation des 130 megawatts d'électricité produite à Pointe Lepreau. Au début de novembre, l'Office a tenu une audience à ce sujet et, à la fin de décembre, il rendait une décision autorisant la délivrance de la licence relative à l'exportation de 130 megawatts de puissance garantie, parce que les inquiétudes en matière d'exportation s'étaient dissipées.

Cominco Ltd.

A la fin de décembre, l'Office publiait ses Motifs de décision approuvant la délivrance à la Cominco Ltd. de quatre licences d'exportation d'électricité d'une durée de cinq ans, soit du 1er janvier 1983 au 31 décembre 1987.

La requête de la Cominco a fait l'objet d'une audience publique à Vancouver en octobre.

Les quatre licences, délivrées par le gouverneur en conseil, autorisent la Cominco à exporter de la puissance et de l'énergie électriques de transit pour retour au Canada, sous forme de vente, d'échange équivalent, de stockage ou de rajustement d'énergie interruptible, sous forme de transfert d'échange équivalent d'énergie garantie diverse et sous forme de puissance et d'énergie non programmées en circuit bouclé.

Droits et tarifs

Alberta Natural Gas Company Limited

En mai, à la suite d'une audience publique tenue en mars 1982, l'Office a publié sa décision en matière de droits et tarifs exigibles par l'Alberta Natural Gas Company Limited pour le transport du gaz naturel dans son réseau de gazoducs pour les sociétés Alberta and Southern Gas Company Limited, Westcoast Transmission Company Limited et Foothills Pipe Lines (South B.C.) Limited.

Les droits existant antérieurement ont été établis par l'ordonnance tarifaire TG-1-80 délivrée à l'ANG à la suite de la décision de mai 1980. La société avait demandé à l'Office d'augmenter son taux de rendement sur la base des taux de 11,5 à 15,18 pour cent par année, à compter du 1er janvier 1982.

L'Office a déterminé qu'un taux de rendement sur la base des taux de 13,3 pour cent par année à compter du 1er mai 1982 serait juste et raisonnable.

ICG Transmission Holdings Ltd.

En mai, l'Office a publié ses motifs de décision relatifs à une requête de l'ICG Transmission Holdings Ltd. en vue de l'approbation des droits exigibles pour le transport du gaz naturel. La requête a fait

l'objet d'une audience publique tenue à Ottawa en mars 1982.

La société exploite un réseau de transport de gaz naturel par gazoduc au Manitoba et en Ontario aux fins de vente au Canada et d'exportation.

Pour 1982, l'Office a autorisé un taux de rendement sur la base des taux de 15,37 pour cent par année à compter du 15 mai 1982. La société avait demandé qu'il passe de 12,25 pour cent à 16,04 pour cent.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

A la fin d'août, l'Office a publié sa décision relative à une requête de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. portant sur les droits et d'autres questions financières quant à la partie construite au préalable de la section canadienne du gazoduc de la route de l'Alaska. Une audience publique a été tenue sur cette requête à la fin de juin et au début de juillet.

La portion de la canalisation construite au préalable comprend un tronçon de l'ouest couvrant 213 kilomètres de Caroline (Alberta) à Kingsgate (Colombie-Britannique) et un tronçon de l'est sur 636 kilomètres de Caroline (Alberta) à Monchy (Saskatchewan). Dans sa requête, la Foothills a demandé certaines modifications aux droits exigés pour le tronçon de l'ouest qu'elle exploite depuis le 1er octobre 1981, et pour la solution de certaines questions en souffrance avant que ne débute l'exploitation du tronçon de l'est, le 1er septembre 1982.

Entre autres changements, la société voulait voir modifiées les estimations du coût du devis technique définitif du tronçon de l'est pour tenir compte de modifications au cahier des charges déjà approuvés par l'Administration du pipe-line du Nord. Ces modifications au devis technique permettraient une utilisation plus efficace des réseaux combinés de la NOVA et de la Foothills (Yukon). L'augmentation consécutive aux estimations, approuvée par l'Office, s'élevait à environ 33 millions de dollars.

Aux fins d'établissement des droits, l'Office a approuvé l'inclusion des coûts réels de construction jusqu'au 31 mars 1982, à la base des taux pour le tronçon de l'ouest. Dans le cas du tronçon de l'est, l'Office a approuvé l'inclusion des coûts réels de construction encourus en 1981 à la base des taux et l'estimation des coûts de la société qui seront subis en 1982 afin de terminer la construction.

Parmi les autres questions étudiées par l'Office se trouvait une requête de la Foothills en vue de réduire le taux courant de dépréciation sur les installations construites au préalable à 4 pour cent par année. L'Office a accordé cette requête.

La société a également demandé l'autorisation d'inclure au coût de service des installations préalables, la récupération des montants relatifs aux dépenses préliminaires de la canalisation principale s'élevant à 204 millions de dollars. La canalisation principale signifie la portion canadienne du gazoduc de la route de l'Alaska qui transportera du gaz de l'Alaska (c'est-à-dire tout ce qui se trouve au nord de la section construite au préalable). L'Office a approuvé cette requête, mais il a diminué le total devant être récupéré en ce moment d'environ 40 pour cent et a ordonné que la Foothills entreprenne de rembourser ces montants lorsque la canalisation principale entrera en service.

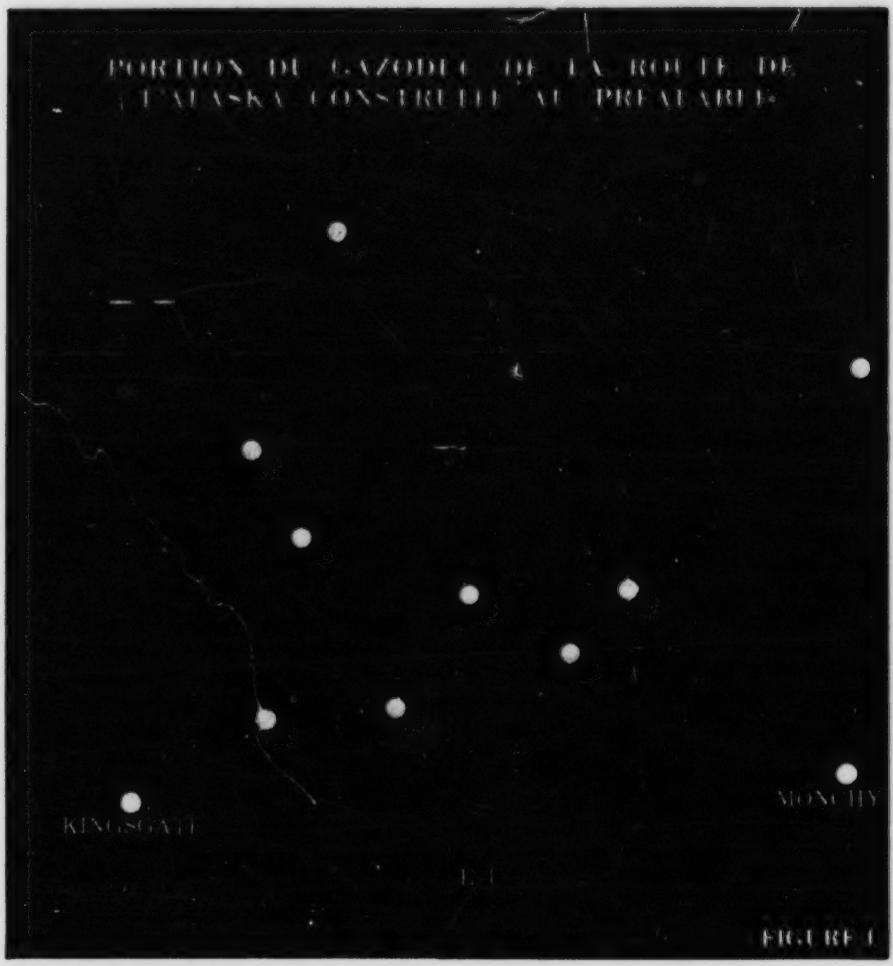


FIGURE 1

En septembre, l'Office a reçu une requête de la Foothills en vue de l'examen de la partie de la décision de l'Office du mois d'août qui touchait les taux de dépréciation. L'Office a repris l'audience en octobre afin d'examiner cette question ainsi que d'autres sujets.

Les motifs de décision de l'Office ont été publiés en novembre. L'Office acceptait la demande de la Foothills de modifier la base sur laquelle étaient établis les taux de dépréciation, afin de se conformer aux modalités de l'entente de prêt conclue avec les banques par la Foothills. De plus, l'Office a réaffirmé sa décision, à savoir que les coûts relatifs à l'embranchement de Dempster* devaient être exclus des dépenses préliminaires de la canalisation principale lors du calcul de la base de tarification des installations construites au préalable.

TransCanada PipeLines Limited

En juillet 1982, l'Office a publié ses motifs de décision au sujet d'une requête de la TransCanada en vue de l'augmentation des droits qu'elle exige pour le transport du gaz naturel en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario et au Québec.

Les nouveaux droits représentaient, en moyenne, une augmentation de 10 cents le gigajoule par rapport à ce qui avait été permis antérieurement. Cette augmentation était d'abord liée à la construction de nouvelles installations pipelinières, ce qui avait entraîné l'augmentation de la base des taux de 50 pour cent, soit jusqu'à 2,4 milliards de dollars. Étant donné que les coûts de construction des pipelines sont beaucoup plus élevés aujourd'hui qu'ils ne l'étaient au cours des années antérieures et que les installations construites dans le passé sont en partie dépréciées, cela a donné lieu à une augmentation importante des coûts en capital (dépréciation, frais d'intérêt, rendement sur les avoirs et les impôts sur le revenu connexes qui constitue en moyenne environ 80 pour cent de tous les coûts du tarif (à l'exclusion du combustible).

En établissant les nouveaux droits et tarifs, l'ONÉ a permis à la TransCanada un rendement de 13,88 pour cent par année sur sa base des taux par rapport au taux de 14,31 pour cent demandé et à celui de 12,63 pour cent autorisé antérieurement.

La TransCanada a été autorisée d'obtenir un rendement sur les avoirs de 16 pour cent par année par rapport à 17,25 pour cent demandé et à 15,75 pour cent autorisé antérieurement. Ce taux de rendement est fondé sur la composition présumée du capital dont une composante d'actions ordinaires de 28 pour cent par rapport à 30 pour cent antérieurement.

L'Office a également autorisé un montant de 304,6 millions de dollars pour les dépenses d'exploitation et d'entretien, ce qui est inférieur de 3,3 millions de dollars au montant demandé. Cette réduction était causée principalement par une diminution de 2,4 millions de dollars du montant permis pour les salaires et les avantages sociaux des employés. L'Office a permis une augmentation de 12 pour cent en 1982 tenant compte des augmentations déjà octroyées et d'une augmentation de 7 pour cent en 1983.

La requête de la TransCanada en vue de l'obtention de nouveaux droits a fait l'objet d'une audience publique tenue à Ottawa du 11 mai au 3 juin 1982. La principale question soulevée a été la pertinence de la méthode utilisée par la TransCanada pour calculer son allocation pour l'impôt sur le revenu. L'Office a décidé que, dans les circonstances actuelles, il serait plus convenable d'utiliser la méthode de l'impôt exigible plutôt que celle de l'impôt normalisé. En vertu de la méthode de l'impôt exigible, l'Office approuve des droits qui prévoient une provision fiscale fondée sur les impôts réellement payables plutôt qu'une allocation fondée sur le revenu comptable. L'usage de la méthode de l'impôt exigible pour le calcul de la provision fiscale signifie que l'augmentation des droits moyens a été limitée à 16 pour cent plutôt qu'à 24 pour cent, ce qui constitue une réduction des recettes liquides de 89 millions de dollars, mais sans toucher les profits après imposition provenant de l'exploitation du pipeline.

Dans sa décision l'Office a également approuvé la demande de la TransCanada en vue du prolongement de la zone de livraison de l'est depuis Boisbriand jusqu'à un point situé sur la canalisation principale de la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. sur la rive nord du Saint-Laurent, près de Québec, à la fois aux fins de conception des tarifs et de répartition des coûts.

Manito Pipelines Ltd.

La Manito est l'exploitante d'un réseau d'oléoducs couvrant 184 kilomètres qui s'étend de Blackfoot (Alberta) à Kerrobert (Saskatchewan).

La société a demandé à l'Office d'approuver des droits, en vigueur le 1er octobre 1982, pour le transport de pétrole brut lourd et les condensats en Alberta et en Saskatchewan. Ces taux étaient fondés sur un taux de rendement sur la base des taux de 17,11 pour cent par année.

Les droits de la Manito faisaient pour la première fois l'objet d'un examen au moyen d'une audience publique. L'audience a été tenue à Ottawa en novembre. A la fin de décembre, l'Office a délivré l'ordonnance TO-3-82 à la Manito établissant des droits à compter du 1er janvier 1983. L'Office a permis un taux de rendement sur la base des taux de 14,97 par année.

Audiences d'enquêtes

Établissement de prix favorisant la pénétration du gaz

* Le gazoduc proposé pour transporter le gaz naturel canadien du Delta du Mackenzie le long d'un tracé généralement parallèle à la route de Dempster se rattache au gazoduc de la route de l'Alaska près de Whitehorse. L'embranchement de Dempster comprend les zones 10 et 11 du gazoduc de la Foothills (Yukon).

Comme il en était question dans le rapport annuel de l'an dernier, l'Office a tenu une enquête à la demande du Ministre afin de lui faire rapport sur la nécessité de prix favorisant la pénétration du gaz naturel sur le marché intérieur et sur toute autre question pertinente à l'établissement du prix du gaz naturel sur ce marché; cette enquête constituait la phase II de l'audience sur les taux de la TransCanada en 1981. L'Office a remis son rapport au Ministre en novembre 1981.

En novembre 1982, le Ministre a publié le rapport de l'Office consécutif à l'enquête; au nombre des conclusions et des recommandations on remarque que:

—les quantités éventuelles de mazout à bon marché doivent être diminuées si l'on veut que le gaz naturel pénètre les marchés industriels;

—les gouvernements fédéral et provinciaux devraient formuler une politique relative à la concurrence exercée entre les combustibles dans chaque région pour que les consommateurs puissent établir rationnellement leur choix de combustible;

—il est essentiel d'établir un prix favorisant la pénétration du gaz pour les nouvelles zones de franchise, mais non pour les zones de distribution existantes et bien établies. Dans son rapport, l'Office a proposé un barème de prix favorisant la pénétration pour les nouvelles régions;

—la méthode classique de répartition des frais de transport basée sur les coûts du "millier de pieds cubes/mille" (le coût de transport d'un millier de pieds cubes de gaz sur un mille) devrait être conservée pour le réseau de la TransCanada;

—la méthode d'établissement des prix en trois parties pour le gaz canadien, soit le prix à la frontière de l'Alberta plus un droit en deux parties pour le transport devrait être maintenue;

—on devrait considérer la TransCanada et la TQM comme un seul réseau intégré de pipelines quant à la répartition des coûts et aussi aux fins d'établissement des prix;

—l'actuelle zone de l'est du réseau de la TransCanada devrait être maintenue pour fin de tarification, mais qu'on devrait établir trois sous-zones aux fins de répartition des coûts: la zone de l'est actuelle, le Québec, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse;*

—le gouvernement fédéral devrait établir trois programmes d'assistance financière distincts pour réduire les prix de gros pour les ventes de gaz naturel sur le réseau de la TransCanada/TQM;

a) un programme de subvention au transport pour réduire les coûts de service autorisés servant à établir les taux de transport en fonction du coût, en vertu de la partie IV de la Loi;

b) un programme de péréquation des prix pour subventionner le prix du gaz dans les deux sous-zones orientales de la zone est de la TransCanada, afin qu'il soit semblable pour toute la zone;

c) un programme de prix favorisant la pénétration selon lequel les prix seraient prescrits en vertu de la partie III de la Loi sur l'administration de l'énergie et incorporés au tarif de la TransCanada. Le gouvernment fédéral verserait à la TransCanada la différence entre les recettes qu'elle aurait reçues en vertu de prix ne favorisant pas le développement et les recettes réellement reçues en vertu des prix prescrits favorisant la pénétration du gaz.

Dans sa déclaration lors de la publication du rapport de l'Office, le Ministre a remarqué: «Le rapport de l'Office contient de nombreuses recommandations d'une importance et d'une portée considérables quant à l'établissement des prix et à la commercialisation du gaz naturel. Depuis que l'Office a remis ses conclusions, les fonctionnaires de mon ministère y travaillent et, de fait, la plupart des recommandations ont été mises en application.»

* Le rapport contient des aspects additionnels de la définition de la zone de l'est.

Audiences ou requêtes en cours

TransCanada PipeLines Limited

En octobre, la TransCanada a demandé un certificat l'autorisant à construire des installations additionnelles de pipeline.

Elle demande à l'Office d'approuver la construction d'installations additionnelles sur la portion de la canalisation Niagara du réseau de la TransCanada en Ontario pour répondre aux ventes d'exportation demandées et aux besoins de transport en plus des ventes prévues au Canada et des exigences de transport pour la canalisation Niagara. En 1984, la TransCanada se propose de construire environ 102,8 kilomètres de pipelines et une nouvelle station comprenant trois compresseurs de 12 megawatts et des installations de comptage. Pour 1985, la société cherche à obtenir l'autorisation d'installer un nouveau compresseur de douze megawatts à la station 209. Le coût total des installations s'élèverait, selon les calculs, à 349,7 millions de dollars.

Cette requête est présentée, en partie, sous réserve d'obtenir l'autorisation d'exporter les volumes demandés dans le cadre de l'audience générale sur les exportations de gaz.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.

La Trans Mountain Pipe Line Company a demandé l'approbation d'une augmentation des droits et tarifs qu'elle exige pour le transport du pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides.

La société demande à l'Office d'approuver des droits, à compter du 1er janvier 1983, à partir d'un taux de rendement sur la base des taux après imposition de 16,175 pour

cent par année (14,25 pour cent sur la dette; 17,0 pour cent sur l'avoir commun).

Westcoast Transmission Company Limited

En décembre 1982, la Westcoast Transmission Company Limited a demandé certaines ordonnances en ce qui concerne les taux qu'elle exige pour le gaz naturel transporté et vendu à ses clients au pays et à l'extérieur.

La société a également soumis son budget d'exploitation et d'entretien pour 1983 qui s'élève au total à 65 363 000 dollars par rapport à 65 941 000 dollars en 1982.

La Westcoast demande l'approbation d'une augmentation de son rendement sur la base des taux, avant imposition, de 17,9 pour cent à 18,97 pour cent.

La société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

Le 30 novembre, l'Office a commencé une audience publique sur une requête de la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) afin d'obtenir des ordonnances établissant les droits justes et raisonnables pouvant être exigés par la TQM pour le transport du gaz naturel et pour l'approbation d'un tarif pour ces services.

L'audience sur le tarif traitera de la méthode de réglementation et de la forme du tarif du transport, de même que de questions se rapportant à la base des taux, au coût du service, à l'impôt sur le revenu et au rendement sur la base des taux. L'audience s'est poursuivie en 1983.

Hydro-Québec

L'Hydro-Québec a demandé en 1982 quatre licences d'exportation de puissance d'énergie à divers services publics aux États-Unis comme suit: 111 000 gigawattheures d'énergie interruptible à la Power Authority of the State of New York (PASNY) devant être exportés pendant 13 ans, du 1er septembre 1984 au 31 août 1997 (la période de livraison pourrait être prolongée jusqu'à concurrence de 5 ans); de la puissance et de l'énergie excédentaires conformément aux ententes d'interconnexion conclues entre l'Hydro-Québec et la PASNY et entre l'Hydro-Québec et la Niagara Mohawk Power Corporation (NMPC); des blocs de puissance et d'énergie garantie à divers services publics de l'état de New York; et de transfert d'échange équivalent de puissance et d'énergie garanties avec la NMPC pour alimenter la réserve indienne de Saint-Régis près de la frontière entre le Québec et l'État de New York. Les trois dernières licences auraient une durée de 19 ans, à compter du 1er janvier 1984 jusqu'au 31 décembre 2002.

L'Office a l'intention de tenir une audience publique en 1983 pour traiter de cette requête.

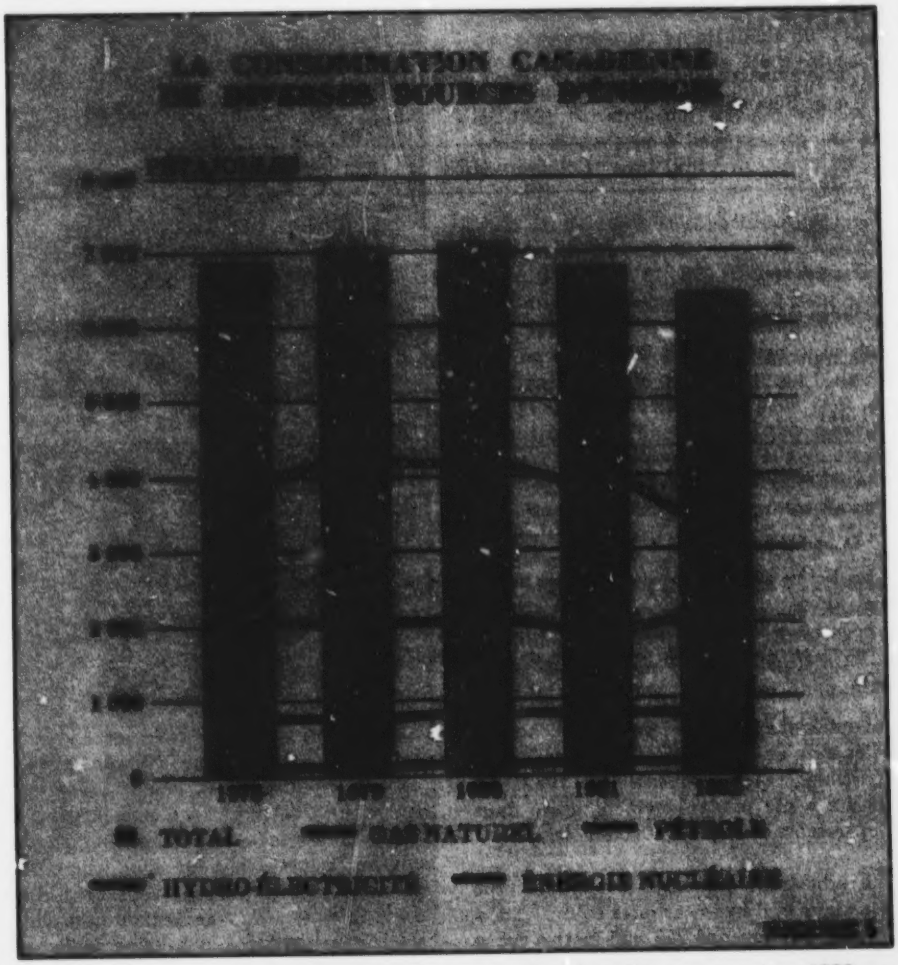
REVUE GÉNÉRALE DU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE

L'OFFRE ET LA DEMANDE

En 1982, le Canada a connu la plus grave récession économique depuis la Dépression des années 1930. D'après les premières estimations pour 1982, le PNB a baissé d'environ six pour cent par rapport à ce qu'il était en 1981. Cette baisse de la production totale est attribuable principalement à d'importants déclins dans les dépenses des consommateurs et dans la formation de capitaux fixes bruts, ainsi qu'à une régression des stocks industriels non agricoles. La croissance modérée des ventes de marchandises à l'exportation, ainsi qu'un ralentissement marqué dans l'importation au cours des onze premiers mois de l'année, ont abouti à un excédent record de 16 milliards de dollars dans la balance commerciale.

Après avoir augmenté très rapidement au cours du premier semestre, les prix et les salaires ont chuté notablement au cours du deuxième semestre parce que la demande globale était partout faible et à cause de l'adoption, par le gouvernement fédéral, les gouvernements de plusieurs provinces et le secteur privé, de programmes de modération salariale.

Dans le secteur de l'énergie, les prix mondiaux du pétrole en 1982 ont continué de baisser à mesure que la demande en pétrole chutait à cause de la stagnation des activités économiques dans le monde. Les données disponibles en novembre 1982 indiquent que les Canadiens payaient en moyenne 11 pour cent de moins pour le pétrole brut importé (prix f.a.b.) qu'en mars 1981, date à laquelle le prix du pétrole avait atteint son point culminant. Les prix du pétrole canadien en 1982 ont augmenté conformément aux dispositions des ententes signées par le gouvernement fédéral et les gouvernements des provinces productrices. Le prix moyen du pétrole brut canadien à Montréal a augmenté d'environ 32 pour cent par rapport au prix de 1981, bien qu'il soit demeuré bien au-dessous des prix sur le marché international. Le prix de gros du gaz naturel au point de livraison à Toronto est demeuré à environ 65 pour



cent du prix du pétrole au point de raffinerie à Toronto comme le prévoyait l'entente signée par le gouvernement fédéral et l'Alberta. En moyenne, le prix de gros du gaz naturel au point de livraison à Toronto a augmenté d'environ 25 pour cent par rapport au prix qu'il atteignait en 1981.

La récession qui s'est poursuivie, combinée à des augmentations notables des prix de l'énergie produite au pays, plus particulièrement des prix du pétrole et du gaz naturel, s'est traduite par un déclin de la demande en énergie secondaire dans la plupart des secteurs en 1982. En général, la demande en énergie secondaire a diminué d'environ deux pour cent en 1982 par rapport à 1981.

La demande en combustibles particuliers a connu des hauts et des bas dans tous les secteurs en 1982. La demande en gaz naturel dans les secteurs résidentiel et commercial a augmenté considérablement grâce à la poussée fournie par les bas prix du gaz naturel relativement aux prix du pétrole et grâce aux initiatives du gouvernement fédéral en matière de sources d'énergie de remplacement, mais la demande dans le secteur industriel a connu une baisse considérable. Toutefois, la demande en électricité n'a que peu fluctué. Le déclin de la demande en pétrole,

TABLEAU 5

Consommation canadienne de diverses sources d'énergie
Unité: Pétajoules

	1978	1979	1980	1981(p)	1982(e)
Pétrole*	3 998,6	4 174,6	4 164,9	3 902,3	3 493,0
Gaz naturel	2 014,2	2 005,1	2 010,1	1 966,3	2 015,3
Hydro-électricité	779,2	775,6	813,1	832,5	802,2
Énergie nucléaire	106,0	119,8	129,1	136,1	131,1
Total	6 898,0	7 075,1	7 117,2	6 837,2	6 441,6

(p) préliminaires

(e) estimés

* Comprend les GPL

Les données sur la consommation de pétrole comprennent les utilisations non énergétiques.

Fondées sur la publication 45-004 de Statistique Canada. Ces statistiques sont fondées sur une base différentes de celles qui sont contenues dans la publication 57-003 de Statistique Canada qui sert à la préparation des prévisions continues dans les rapports de l'offre et de la demande d'énergie de l'Office.

aboutissement des mesures d'économies d'énergie et de l'utilisation d'autres combustibles, s'est poursuivi en 1982. Le déclin a été particulièrement grave dans les secteurs résidentiel et commercial.

La production nationale de pétrole brut classique et d'hydrocarbures équivalents a atteint en moyenne 217 526 mètres cubes par jour en 1982 une diminution de 1,2 pour cent par rapport à 1981. Toutefois, on doit tenir compte des réductions dans la production en Alberta en 1981, qui ont eu pour résultat de diminuer la production quotidienne moyenne de 7 186 mètres cubes en 1981.

De même qu'au cours de l'année précédente, la production de pétrole brut classique en 1982 était inférieure à la capacité de production; dans l'Ouest canadien, neuf pour cent du potentiel de production en moyenne demeurait inutilisé. Toutefois, ce pourcentage est passé d'environ 19 pour cent au cours du premier semestre de 1982 à moins de quatre pour cent au cours du deuxième semestre.

La production de pétrole synthétique atteignait en moyenne 19 064 mètres cubes par jour en 1982, soit une augmentation de 7,9 pour cent par rapport à 1981. Les deux usines de production du pétrole brut synthétique ont connu des problèmes d'exploitation, dont un incendie à la station de compression de l'usine Suncor en janvier, qui a causé la fermeture de la section de pré-raffinage pour plus de six mois, et une panne d'électricité à l'usine Syncrude en septembre, qui s'est répercutée sur les unités de cokéfaction. Par conséquent, les usines ont produit respectivement à seulement 29 pour cent et 66 pour cent de leur capacité nominale, qui est de 9 500 et 20 000 mètres cubes par jour.

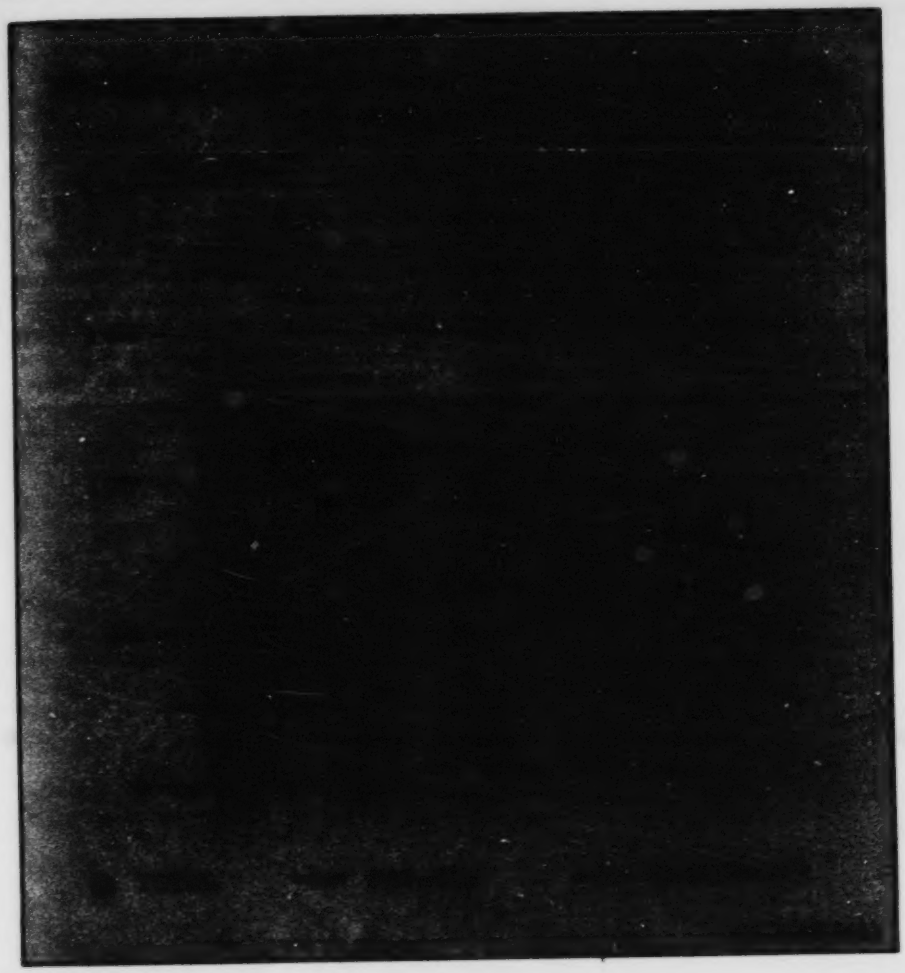
A cause de la chute prononcée de la demande en pétrole et du coût élevé de maintien des stocks, la production de pétrole brut des raffineries a diminué de 13,7 pour cent en 1982 par rapport à la production de 1981. Face à la baisse de consommation de pétrole, quatre raffineries ont annoncé qu'elles prévoyaient couper leurs opérations; à Montréal, Texaco a déjà fermé son usine, BP prévoit fermer la sienne au printemps de 1983 et Gulf réduira sa capacité de production; en Ontario, Shell prévoit immobiliser son usine d'Oakville au printemps et Gulf réduira sa production à Clarkson; en Colombie-Britannique, Gulf prévoit arrêter la production à son usine de Kamloops. Selon les porte-paroles de l'industrie, d'autres réductions auront probablement lieu.

Les exportations directes de pétrole brut et d'hydrocarbures équivalents vers les raffineries américaines atteignaient 24 818 mètres cubes par jour en 1982 comparativement à 15 798 mètres cubes en 1981; les exportations effectuées en vertu des ententes d'échange totalisaient 10 039 mètres cubes par jour, soit une diminution de 7,3 pour cent par rapport à 1981. Les exportations en vrac de produits pétroliers raffinés destinés à des clients américains ont atteint un total de 10 670 mètres cubes par jour cette année, comparativement à 14 836 mètres cubes par jour l'année dernière. Les exportations de carburant de soute d'aviation et de marine pour le transport international effectuées sous licence, ont atteint cette année 7 600 mètres cubes par jour, soit un accroissement de 496 mètres cubes par jour par rapport à 1981.

En 1981, la production* de gaz naturel au Canada a augmenté de 2,0 pour cent, passant de 68 105 millions de mètres cubes en 1981, à environ 69 469 millions de mètres cubes en 1982. Les ventes nettes* de gaz naturel au Canada, en 1982, ont augmenté de 1 704 millions de mètres cubes par rapport à 1981, soit une hausse de 4,0 pour cent. Cette hausse est due principalement à la conversion du pétrole au gaz naturel.

Les exportations de gaz naturel vers les États-Unis ont totalisé 22 201 millions de mètres cubes, ce qui représente 32,0 pour cent de la production totale. Ce chiffre représente une augmentation de 2,9 pour cent par rapport à 1981, attribuable en

* Données préliminaires.



particulier au début des exportations des tronçons construits au préalable du réseau de la Foothills. Toutefois, les recettes de 1982 ont dépassé de 9,1 pour cent celles de 1981 par suite de l'augmentation des ventes et du prix à l'exportation du gaz naturel, le 1er avril 1981.

A la fin de 1982, la capacité installée de production électrique nette du Canada était d'environ 81 800 megawatts, soit une augmentation d'environ 9 pour cent par rapport à l'année précédente. On estime à 344 029 gigawattheures, la consommation totale d'électricité au Canada en 1982 soit environ 0,2 pour cent de moins qu'en 1981. Le total des exportations d'énergie électrique en 1982 a été de 34 220 gigawattheures, soit une diminution de 3 pour cent par rapport à l'année précédente.

Les ventes totales d'électricité à l'exportation au cours du premier semestre de 1982 ont diminué de 17 pour cent par rapport à la même période l'année dernière. Une partie importante de cette diminution s'est produite sur la côte ouest parce que les eaux étaient hautes dans la région du Nord-Ouest et du Pacifique aux États-Unis au cours de l'hiver 1981-1982. L'autre facteur principal a été la faiblesse générale de la demande en électricité aux États-Unis. Les exportations se sont accrues considérablement au cours des six derniers mois et ont atteint un niveau record de 3 529 gigawattheures en octobre.

L'hydroélectricité continue d'être la principale source d'électricité destinée à l'exportation; elle atteint en moyenne 60 pour cent, suivie du charbon à 32 pour cent.

TABLEAU 6 (A)

Importations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité
Unité: Pétajoules

	1978	1979	1980	1981(p)	1982(e)
Pétrole	1 317,5	1 157,6	1 112,3	1 160,4	796,7
Hydro-électricité	22,1	18,9	31,0	15,8	30,1
Gaz naturel*	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Total	1 339,7	1 176,6	1 143,4	1 176,3	827,0

* quantités trop infimes pour être exprimées sur le graphique
(p) préliminaires (e) estimés

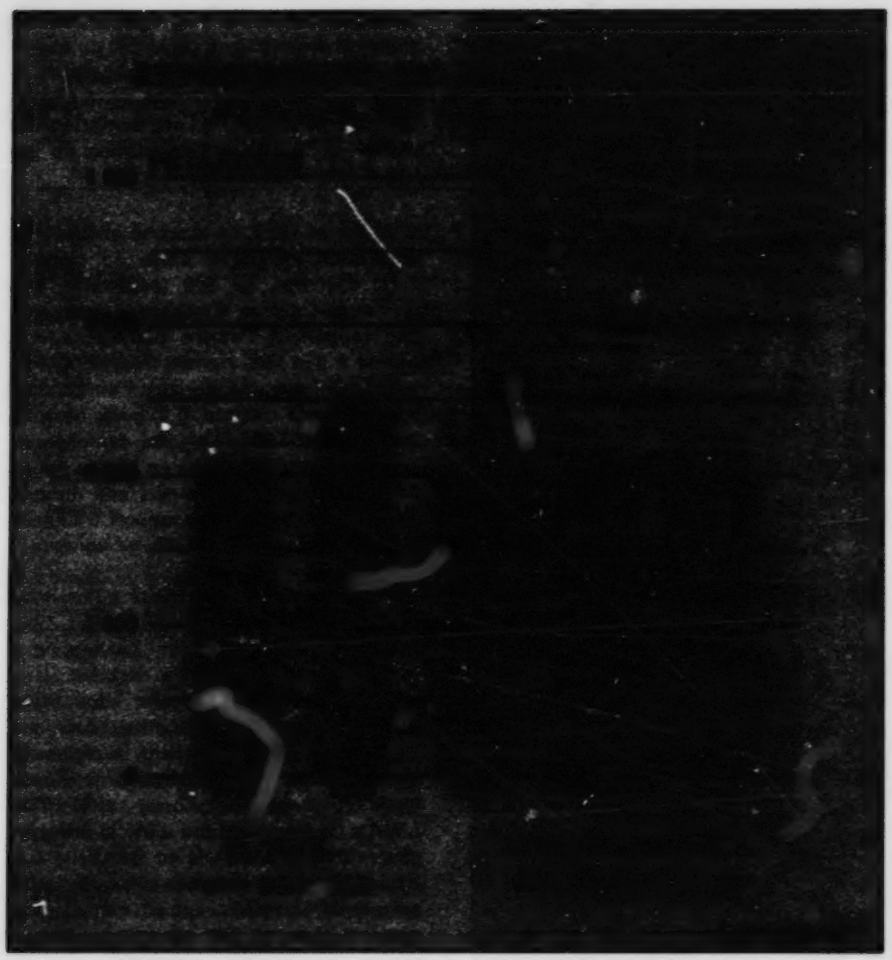


TABLEAU 6 (B)

Exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité
Unité: Pétajoules

	1978	1979	1980	1981	1982
Gaz naturel	978,7	1 089,7	863,1	823,9	850,3
Pétrole	881,9	1 002,0	810,3	826,2	927,4
Électricité	227,9	331,1	318,4	373,2	361,1
Total	2 088,5	2 422,8	1 991,8	2 023,3	2 138,8

(p) préliminaires (e) estimés

LES TRAVAUX D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION

Pétrole et gaz naturel

Comme en 1981, le nombre de puits forés par l'industrie canadienne du forage a décliné par rapport à l'année précédente. Des estimations préliminaires indiquent que 6 000 puits ont été forés au Canada en 1982, soit une diminution de 17 pour cent par rapport aux 7 200 puits forés en 1981 et 35 pour cent de moins que les 9 200 puits forés en 1980.

On a foré au total 4 750 puits en Alberta en 1982, soit 1 100 de moins qu'en 1981. En Colombie-Britannique, 105 puits ont été forés en 1982 contre 200 en 1981, et en Saskatchewan le total des puits forés était de 760 contre 830 durant l'année précédente. Le Manitoba a été la seule province de l'ouest où les travaux de forage ont augmenté en 1982, soit 190 puits forés contre 70 en 1981.

Dans les Territoires, la mer de Beaufort, l'archipel Arctique et dans les eaux au large des côtes de l'Atlantique, 53 puits ont été forés contre 21 en 1981 et 26 en 1980.

A la fin de l'année 1982 le nombre d'installations de forage disponibles au Canada avait augmenté légèrement de 471 l'année précédente à 495. L'utilisation des installations de forage a été de 54 pour cent en 1982 contre 59 pour cent en 1981.

A la fin de l'année, 68 équipes géophysiques travaillaient au Canada, contre 73 l'année précédente. En général, la prospection géophysiques a été axée sur la recherche de pétrole dans le récif pinacle dévonien des régions du nord-ouest (Zama-Shekilie-Vardie) et du centre (Fenn-Rumsey-Stettler) de l'Alberta.

La production de pétrole auquel s'applique le prix de référence du nouveau

pétrole (PRNP), jumelée à l'exonération des redevances pour la découverte de puits, ont généré un niveau élevé des activités de forage dans plusieurs régions.

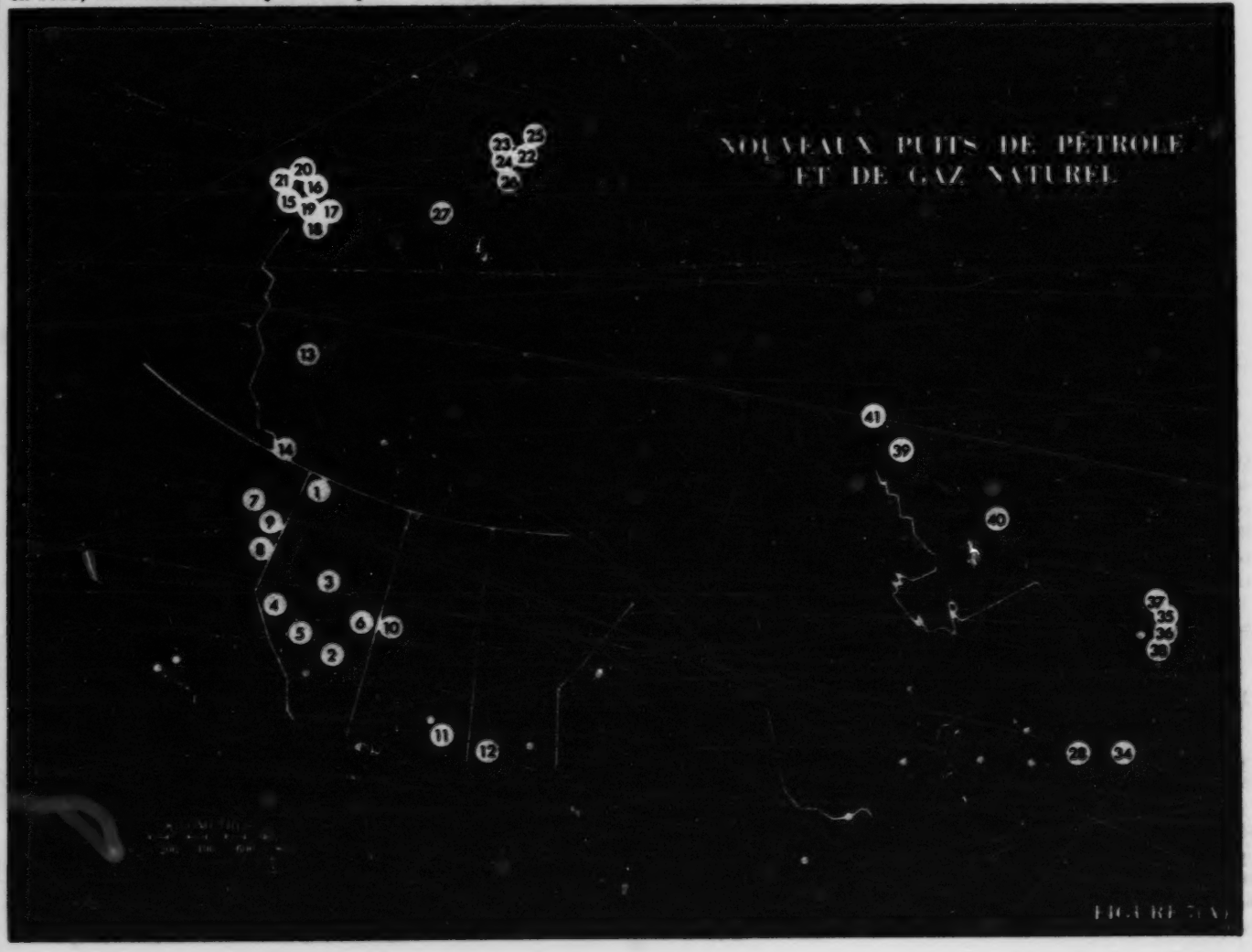
On trouvera ci-dessous un résumé des travaux importants entrepris au cours de l'année 1982. (Les emplacements sont indiqués sur la carte ci-jointe).

ALBERTA

Les travaux de forage effectués en Alberta en 1982, ont diminué de 19 pour cent par rapport à 1981. La région de Zama-Sheklie-Vardie (1) dans l'extrême nord-ouest de l'Alberta a continué d'être l'objet de travaux d'exploration très actifs pour la découverte de pétrole et de gaz dans le récif pinacle dévonien de cette région. Vers la fin de 1982, la région de Fenn-Rumsey-Stettler (2) a également fait l'objet de travaux d'exploration très actifs pour la découverte de pétrole dans le récif pinacle dévonien. Le rythme soutenu des activités de forage dans la région de Golden-Evi, Lubicon-Slave (3), de zones multiples, a donné principalement du pétrole, en 1982. Des découvertes de pétrole et de gaz ont été faites dans la région du Bassin Profond (4) quoique le rythme des activités de forage ait baissé comparativement aux années précédentes. La région de West Pembina-Niton (5) a été active et des découvertes de pétrole dans le récif pinacle dévonien et les prolongements des gisements de pétrole existants ont été signalés. La ceinture pétrolifère près de Lloydminster (6) a accusé une baisse continue du rythme des activités.

COLOMBIE-BRITANNIQUE

Les activités de forage ont considérable-



ment diminué en Colombie-Britannique que depuis l'année dernière. Des découvertes de gaz ont été faites dans les Foothills, à Sikanni (7), au sud de Pocketknife et dans la région de Grizzly-Thunder (8). Il y a eu une certaine activité d'exploration dans les gisements de pétrole établis et autour de ceux-ci dans la région de Fort St. John (9), attribuable au programme incitatif des prix de référence du nouveau pétrole (PRNP).

SASKATCHEWAN

Les activités de forage ont accusé une baisse d'environ 11 pour cent en Saskatchewan au cours de 1982, comparativement à 1981. Tout comme dans les années précédentes, les travaux de forage se sont concentrés dans la zone de pétrole lourd située dans le centre-ouest (10) de la province. Des découvertes de pétrole ou des prolongements de gisement ont été signalés dans la région d'Estevan-Steelman (11).

MANITOBA

Dans le sud-ouest de la province, Waskada (12) a joui d'une très forte hausse des activités pétrolières. Les zones productrices datent des périodes du Mississippi et jurassique, et les puits sont admissibles au programme des prix de référence du nouveau pétrole (PRNP). Le niveau des activités de forage au Manitoba en 1982, était de deux fois et demi plus élevé qu'en 1981.

YUKON ET TERRITOIRES DU NORD-OUEST

La mise en valeur du champs de Norman Wells (13) dans le but d'injection d'eau, a permis le forage de 29 puits en 1982.

Dans le gisement de gaz de Pointed Mountain, le forage d'un puits de développement a eu lieu, soit, le puits d'Amoco Pointed Mountain D-1 (L-68) (14). On n'a trouvé aucun hydrocarbure et le puits a été abandonné.

Le puits de Paramount et al Big Island E-53 (14), dont les activités de forage avaient commencées en 1982, a dû être abandonné en raison de difficultés techniques.

DELTA DU MACKENZIE-MER DE BEAUFORT

Sept puits ont été forés au cours de cette année: le puits de Gulf et al Tarsiut N-44A (15), le puits de Gulf et al Kiggavik A-43 (15), le puits de Dome Aiverk 2I-45 (16), le puits de Dome Texaco et al Uviluk P-66 (17), le puits d'Esso Pex West Atkinson L-17 (18), le puits d'Esso PEX Home et al Natagnak 0-59 (18) et celui d'Esso Pex Home et al Ityok I-27 (19).

Les puits Tarsiut N-44A et Kiggavik A-43 (15) étaient les deuxième et troisième puits de délimitation forés à la suite de la découverte de pétrole dans le puits de Tarsiut A-25, en 1980. Quoique les essais signalent la présence de pétrole dans le puits de Tarsiut N-44A, on y a constaté une quantité considérable d'eau. On n'a trouvé aucun pétrole dans le puits de Kiggavik A-43.

Gulf et al Tarsiut N-44 (15), dont le forage a commencé en 1981, comme premier puits à la suite de la découverte de pétrole au puits Tersiut A-25 en 1980, a été terminé en 1982, une fois du pétrole découvert.

Le forage du puits Aiverk 2I-45 (16), un puits de reconnaissance, a été suspendu à la fin de la saison de forage et on s'attend à ce qu'il reprenne l'an prochain. Les puits Uvikuk P-66 (17) et Ityok I-27 (19) étaient en cours de forage à la fin de l'année.

Le puits West Atkinson L-17 (18), un puits de reconnaissance, a donné quelques encouragements lorsque du pétrole y a été découvert dans une nouvelle zone une fois constaté le peu d'étendue de l'objectif primordial. Le puits se trouve à 10 kilomètres au nord-ouest du puits impérial Atkinson H-25 où on a découvert du pétrole en 1970.

Le puits Dome Nerlerk M-98 (20), le puits Dome Hunt Irkaluk B-35 (20), le puits Dome Hunt Kanalooak J-94 (20) et Dome Superior Orvilruk 0-03 (21) ont tous été reforés en 1982 et ont été abandonnés à la suite de résultats d'essais peu encourageants.

ARCHIPEL DE L'ARCTIQUE

On a commencé à forer un total de sept puits dans les îles de l'Arctique en 1982.

Le forage du puits Cisco C-42 (22), un suivi du forage qui a mené à la découverte de pétrole et de gaz au puits Cisco B-66 en 1981, n'a permis de trouver que des quantités minimes de pétrole et de gaz. On forait un deuxième puits, Cisco K-58, à la fin de l'année (22).

Le puits Whitefish P-25 (24), un deuxième suivi du forage qui a mené à la découverte de gaz en 1979 au puits Whitefish H-63, n'a donné que de l'eau lors des essais.

Le forage du puits de reconnaissance Cape Mamen F-42 (23) et Sculpin E-08 (25) n'a donné dans les deux cas que de l'eau, tandis que le puits Marryatt K-71 (26) était toujours en voie de forage à la fin de l'année.

On a commencé le forage en 1981 du puits Chevron Muskox D-87 (27), on y a trouvé que de l'eau et le puits a été abandonné en 1982.

AU LARGE DE LA CÔTE EST

On a commencé à forer un total de onze puits en 1982 au large de la côte est; un a été terminé, neuf étaient toujours en cours de forage à la fin de l'année et le forage d'un autre a été suspendu.

Les activités ont augmenté sur le plateau continental de la Nouvelle-Ecosse à la suite du forage encourageant de deux puits de délimitation sur la structure Venture. Six puits, dont le forage a commencé cette année sur le plateau continental de la Nouvelle-Ecosse, en étaient à divers sta-

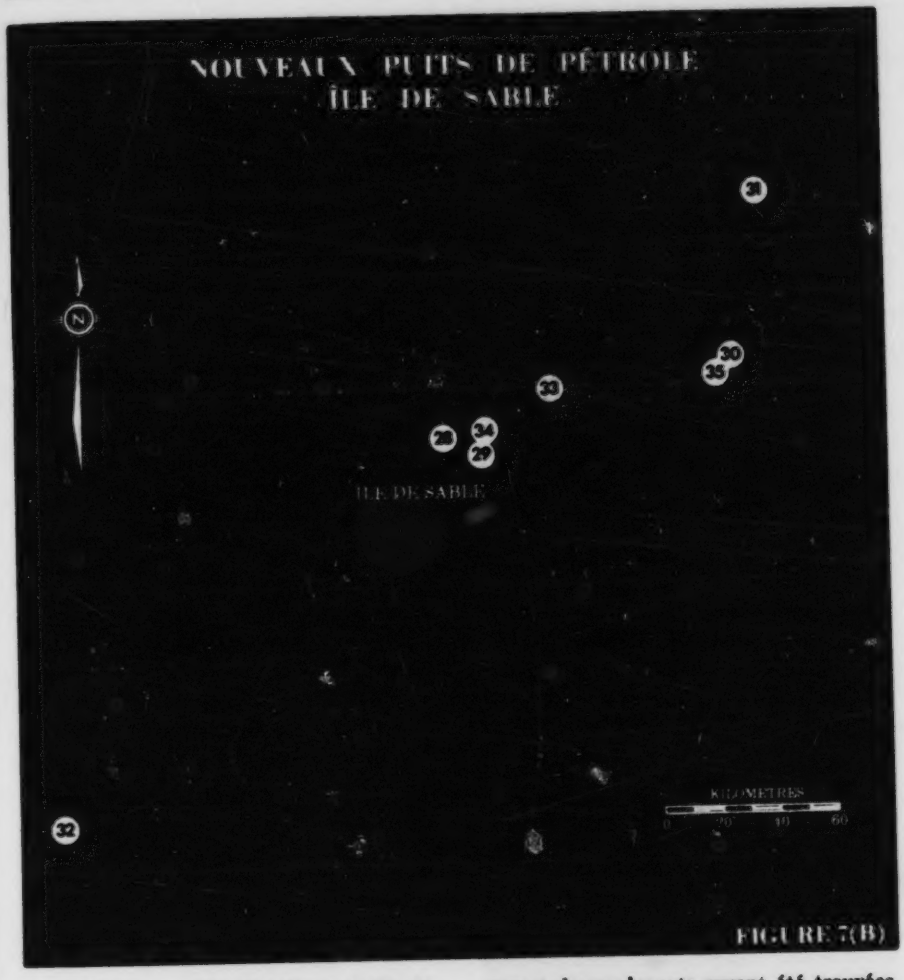


FIGURE 7(B)

des de forage ou d'évaluation à la fin de l'année. Les puits sont les suivants: Mobil Texaco Pex Olympia A-12 (18), le puits Mobil Texaco Pex South Venture 0-59 (29), le puits Pétro-Canada et al North Banquereau I-13 (30), le puits Pétro-Canada et al West Esperanto B-78 (31), Shell et al Shubencadie H-100 (32), et le puits Mobil et al Bluenose G-47A (33). Tous ces puits étaient des forages de reconnaissance.

Le puits Mobil Texaco Venture B-43 (34), le second puits de délimitation foré sur la structure Venture et dont le forage a commencé en 1981, a été terminé en 1982 après que des quantités importantes de gaz et de condensats eurent été trouvées. De plus Pétro-Canada et al Banquereau C-21 (35), dont le forage a également commencé en 1981 et qui a été terminé en 1982, a été classé comme découverte de gaz non commercial.

On a commencé le forage de quatre puits de reconnaissance sur les grands bancs en 1982. Les puits étaient les suivants: le puits Mobil Bonanza M-71 (36), le puits Mobil et al North Dana I-43 (37) et le puits Mobil et al Linnet E-63 (38). Le forage des puits Bonanza M-71 (36) et North Dana I-43 (37) se poursuivait à la fin de l'année tandis que le puits Linnet E-63 (38) a été abandonné après qu'aucune zone productrice n'eut été trouvée. Le forage du puits Hibernia I-46 (39), le sixième de délimitation sur la structure Hibernia se poursuivait à la fin de l'année.

Le puits Mobil et al Nautilus C-92 (40), un puits de reconnaissance dont le forage avait commencé en 1981, a été terminé en 1982 à titre de découverte de pétrole non commercial. Le puits Mobil et al Flying Foam L-23 a été abandonné et le forage du puits Mobil et al Hibernia J-34 a été suspendu en 1982. Le forage des deux puits avait commencé en 1981.

Le puits Pétro-Canada et al Pothurst C-19 (41) a été le seul dont le forage a commencé en 1982 sur le plateau continental du Labrador. Le forage a été suspendu à la fin de la saison de forage et on s'attend à ce qu'il reprenne en 1983.

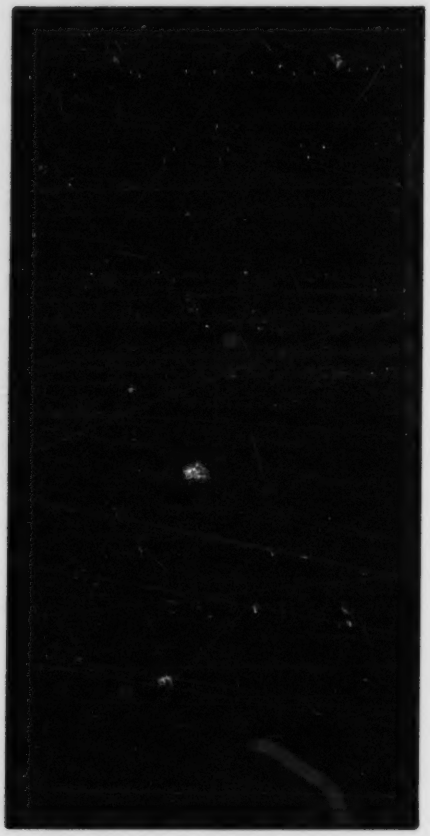
Le forage des deux puits de reconnaissance Pétro-Canada et al Corte Real P-85 (42) et Pétro-Canada et al Rut H-11, a repris en 1982. Il a par la suite été suspendu, mais on s'attend à ce que les deux puits redeviennent actifs en 1983.

RÉGION DU DÉTROIT DE DAVIS

Le puits Canterra et al Ralegh N-18 (43) a été le seul puits foré dans la région du détroit de Davis en 1982. Ce puits de reconnaissance se situait à environ 26 kilomètres à l'est de la découverte de gaz en 1979 et 1980 au puits Aquitaine et al Hekja 0-71. Le principal objectif ne comprenait que de l'eau et le puits a été par la suite abandonné.

LES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL

Selon l'Office, les réserves restantes établies de pétrole brut classique s'élevaient au 31 décembre 1981, à 715,5 millions de mètres cubes, soit 44,2 millions de mètres cubes de moins que les estimations du 31 décembre 1980. Les réserves initiales établies au 31 décembre 1981 sont estimées à 2 336,1 millions de mètres cubes, soit une



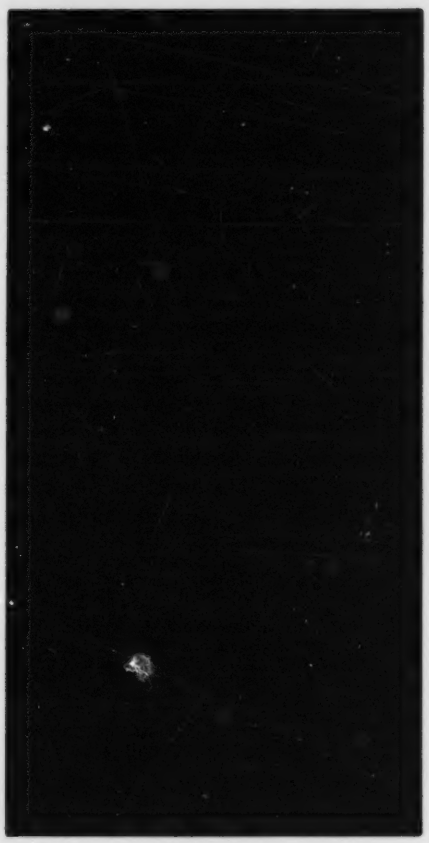
Estimation des réserves établies
de pétrole brut classique
au 31 décembre 1981
(millions de mètres cubes)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique	78,5	24,0
Alberta	1 828,1	577,1
Saskatchewan	381,9	101,0
Manitoba	28,4	7,4
Territoires du Nord-Ouest	9,5	5,4
Ontario	9,7	0,6
Total du Canada	2 336,1	715,5

Nota: Le propane, les butanes et les pentanes ne sont pas inclus.

augmentation de 21,8 millions de mètres cubes par rapport à l'évaluation finale de 2 314,3 millions de mètres cubes du 31 décembre 1980. En 1981, la production a été de 66,0 millions de mètres cubes.

Dans son rapport de juin 1981, l'*Énergie au Canada - offre et demande 1980-2000*, l'Office avait établi des réserves de 50 millions de mètres cubes au crédit du champ pétrolifère Hibernia à l'est des côtes de Terre-Neuve, en se fondant sur les résultats de trois puits de pétrole dont le forage a été couronné de succès dans ce gisement au moment de l'établissement des estimations. L'estimation de l'Office ne changera pas aussi longtemps qu'il n'y aura pas de nouveaux renseignements. L'Office reconnaît toutefois, qu'en vertu des autres estimations publiées et de sa propre évaluation sur les données du réservoir, les réserves récupérables du gisement Hibernia pourraient, à l'aide d'une mise en valeur supplémentaire, dépasser 150 millions de mètres cubes.



Selon l'Office, au 31 décembre 1981, les réserves restantes établies de gaz naturel commercialisable dans les régions productrices classiques s'établissaient à 80,8 exajoules, soit 4,4 exajoules de plus que les prévisions au 31 décembre 1980. Au 31 décembre 1981, les réserves établies initiales étaient estimées à 144,2 exajoules, soit une augmentation de 7,3 exajoules par rapport aux prévisions finales du 31 décembre 1980 qui étaient de 136,9 exajoules. La production était en 1981 de 2,9 exajoules.

La prévision des réserves établies pour les régions pionnières est demeurée identique à celle du 31 décembre 1980, soit de 17,6 exajoules. En ce qui concerne ces régions pionnières, l'Office ne reconnaît les réserves établies à ce moment-ci, que pour la région du delta du Mackenzie et celle de l'archipel Arctique.

L'accroissement net des réserves établies initiales et marchandes dans les régions productrices classiques a été de 7,3 exajoules en 1981, soit un accroissement de 5,5 exajoules en Alberta, de 1,2 exajoule en Colombie-Britannique et de 0,6 exajoule en Saskatchewan. L'augmentation remarquablement élevée en Saskatchewan est attribuable à l'intégration, pour la première fois, des réserves de gaz peu profond dans le sud-ouest de la province.

Estimation des réserves établies
de gaz naturel
au 31 décembre 1981
(exajoules)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique	15,4	9,5
Alberta	106,7	68,9
Saskatchewan	2,8	1,7
Région du sud du Yukon et T.N.-O.	0,6	0,4
Ontario et autres régions productrices de l'est du Canada	1,1	0,3
Total des réserves marchandes	126,6	80,8
Delta du Mackenzie	5,6	5,6
Archipel Arctique	12,0	12,0
Total du Canada	144,2	98,4

REVUE DES ACTIVITÉS

Le pétrole et ses produits

A mesure que diminuait la demande globale, la surabondance mondiale des approvisionnements en pétrole brut s'est accrue au cours de l'année à des niveaux qui posaient des problèmes sérieux d'ajustement à l'industrie du pétrole tant au Canada qu'à l'étranger. Les effets de la faible demande ont été aggravés par une diminution inhabituellement importante et durable des stocks mondiaux de pétrole tandis que la hausse prévue de la demande et des prix qui se produit normalement à l'hiver n'a pas eu lieu.

Les prix mondiaux du pétrole brut ont été faibles pendant la majeure partie de l'année. Le groupe des pays producteurs de pétrole (OPEP) a réussi à maintenir sa structure officielle de prix, mais sa cohésion et son influence sur le marché ont été sapées par son incapacité d'instituer des contrôles de production efficaces et par la disponibilité accrue de pétrole des pays qui ne sont pas membres de l'OPEP. Les prix au marché du pétrole disponible étaient en général inférieurs aux prix officiels ou à contrat; le grand nombre d'escomptes cachés et d'autres formes de commercialisation préférentielle démentissaient la stabilité apparente des prix de l'OPEP.

La faiblesse du marché du pétrole brut provenait directement de la faiblesse des marchés des produits raffinés, particulièrement de ces marchés européens où les marges de profit des raffineurs devenaient négatives dans plusieurs cas, ce qui a occasionné la fermeture de nombreuses raffineries ou des opérations grandement réduites.

En 1982, le domaine pétrolier au Canada a surtout été marqué par un déclin constant de la demande de produits pétroliers. La diminution de la demande des inventaires des produits des raffineries a occcasionné l'emprisonnement du brut national qui a connu son apogée en avril mais qui a duré jusqu'à juillet et qui s'est manifesté à nouveau en décembre au moment où

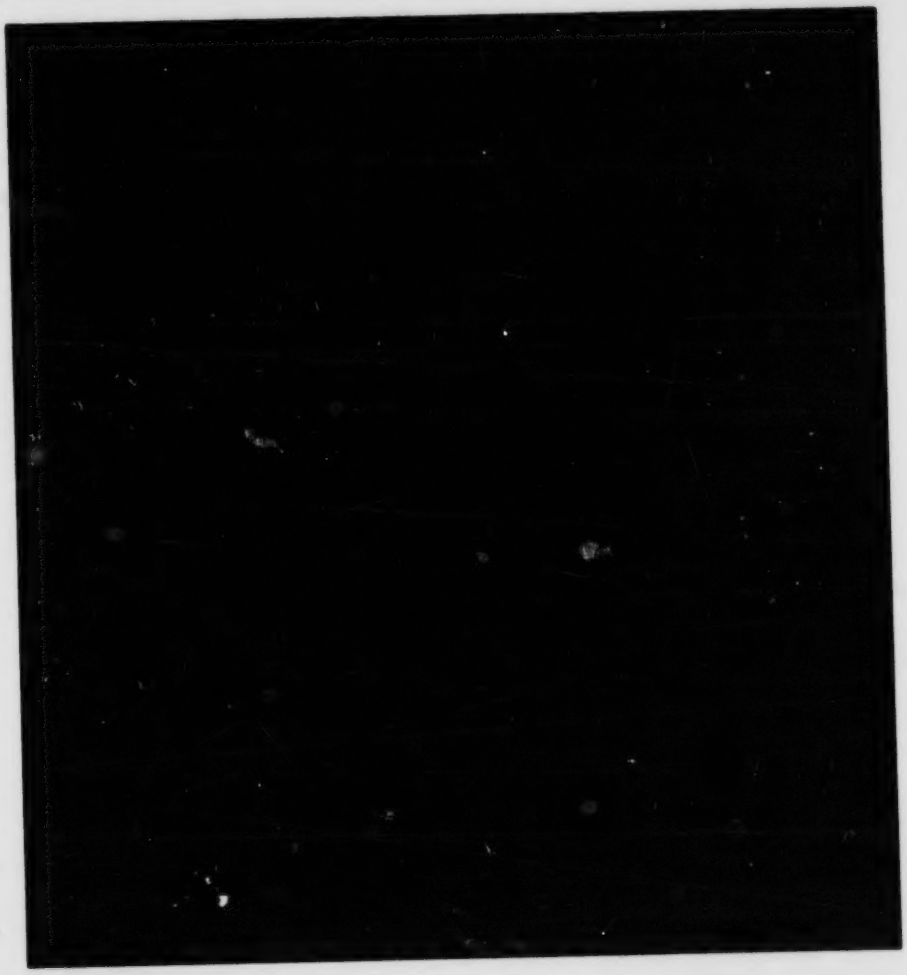


TABLEAU 9

Production, importation, exportation de pétrole et d'hydrocabures équivalents
Unité: $10^3 m^3/j$.

	1978	1979	1980	1981	1982
Production canadienne	227,628	256,497	244,612	220,100	217,526
Importations	86,433	76,146	69,629	71,403	45,038
Exportations	27,665	24,972	14,834	15,798	24,818

(p) préliminaires

(e) estimés

l'inventaire élevé des produits et la diminution prévue des redevances d'indemnisation des produits pétroliers jointes à l'augmentation des prix au Canada au 1er janvier ont produit des réductions importantes des entrées en raffineries.

Les livraisons de pétrole brut canadien et d'équivalents aux raffineries canadiennes a diminué de 5,9 pour cent par rapport au niveau de 1981. De même, les importations de brut étaient plus basses de 36,8 pour cent en 1982 par rapport à 1981, non seulement en raison de la demande plus faible et des réductions des inventaires, mais aussi en raison de la disponibilité du brut national qui n'était pas produit en 1981 à la suite des coupures en Alberta.

La demande canadienne pour les principaux produits pétroliers (essence, distillats moyens, mazout lourd) était plus basse cette année que l'an dernier d'environ 10,1 pour cent; ce sont l'essence à moteur et le mazout lourd qui ont accusé les diminutions les plus importantes, soit 7,8 pour cent et 19,4 pour cent respectivement.

La diminution de la demande amorcée en 1981 s'est répercutée dans chaque région, mais elle a été plus grave en Ontario, au Québec et dans les Maritimes. La production de brut des raffineries au Canada en 1982 a diminué de 13,7 pour cent passant à 243 600 mètres cubes par jour. La production des raffineries au Québec et dans les Maritimes s'établissait en moyenne à 89 200 mètres cubes par jour par rapport à 110 300 mètres cubes par jour en 1981. A l'ouest du Québec, la production des raffineries était en 1982 de 154 500 mètres cubes, soit 17 700 mètres cubes par jour de moins que l'an dernier.

L'Office continue d'offrir un aperçu mensuel de l'équilibre de l'offre et de la demande au Canada aux représentants de l'industrie et aux cadres des gouvernements fédéral et provinciaux.

Le 1er janvier et le 1er juillet, le prix du pétrole brut canadien a augmenté chaque fois de 14,15$ le mètre cube.

Répartition du pétrole brut, exportations et échanges

Au cours de la première moitié de 1982, les raffineurs canadiens ont réduit leurs stocks de pétrole brut et de produits pétroliers. Ces réductions, jointes à la chute de la demande du produit et à l'attrait du pétrole brut étranger, ont occasionné une diminution de la demande de pétrole brut canadien au point où 18 000 mètres cubes par jour en moyenne n'ont pas été utilisés pendant les sept premiers mois de l'année. Le gouvernement a apporté des modifications aux programmes de compensation des importations qui a eu pour effet de placer le pétrole brut canadien léger en position économiquement avantageuse au cours de la deuxième moitié de 1982. Au même moment, le gouvernement a commencé à subventionner les mouvements de pétrole brut légers canadiens vers la région de l'Atlantique. L'Office a étendu le programme de répartition nationale aux Maritimes, permettant à cette région d'obtenir une partie du pétrole brut canadien disponible de façon régulière. C'est pourquoi au cours du deuxième semestre de l'année, l'usage national de pétrole brut canadien a été porté au maximum et, comme nous l'avons déjà mentionné, aucune quantité n'est restée inutilisée avant décembre.

Les diminutions constantes de la demande et la maximisation de l'usage du pétrole brut canadien ont eu pour effet de porter près du maximum possible la capacité du pipeline Sarnia Montréal au cours du deuxième semestre de 1982. A l'inverse, le débit du pipeline de Portland était à des niveaux très bas, soit juste au-dessous de 8 000 mètres cubes par jour en décembre.

Des quantités excédentaires de pétrole brut lourd ont continué d'être exportées aux raffineurs dans cette région du nord-ouest des États-Unis connue sous le nom d'États du Nord. Des prix concurrentiels et le prolongement de la durée de la licence jusqu'à un an ont fait augmenter les exportations de pétrole brut canadien à un niveau record de 24 500 mètres cubes par jour pour l'année. Seules de petites quantités de pétrole brut léger canadien ont été exportées aux États-Unis.

La réduction de la demande de pétrole brut des raffineurs américains en 1982 a entraîné une baisse de 4,4 pour cent au niveau des exportations, les ramenant à 9 349 mètres cubes par jour. Ces exportations s'effectuent en vertu d'ententes dites d'échanges du milieu du continent, selon lesquelles du pétrole brut national est expédié de l'ouest du Canada aux États du nord des États-Unis et, en retour, du pétrole brut américain est retourné en Ontario et au Québec au moyen des pipelines du milieu du continent aux États-Unis. Un raffineur a exporté une moyenne de 690 mètres cubes par jour en vertu des ententes d'échange de l'est du Canada, c'est-à-dire que ce raffineur a pris des mesures pour que du pétrole brut canadien soit transporté à une raffinerie des États-Unis et qu'en retour une quantité de pétrole étranger soit livrée à l'est du Canada par le pipeline de Portland.

Les exportations en vrac de produits pétroliers visés par des licences étaient de 10 670 mètres cubes par jour, soit environ 28 pour cent de moins que la moyenne pour 1981. A compter du début de juin 1982, le contrôle des licences d'exportation a été étendu à l'asphalte. Le 1er juin 1982, les importations de pétrole brut lourd ont fait l'objet de licences et le Règlement sur l'Office national de l'énergie (partie VI) a été modifié pour permettre à l'Office de délivrer des licences d'importation de pétrole brut lourd lorsque cette importation ne va pas à l'encontre du développement et de l'utilisation des sources d'énergie indigènes au Canada.

En 1982, l'Office a continué d'accorder des licences d'exportation de carburants de soute de marine et d'aviation acquis au Canada et utilisés pour le transport international. Ces carburants de marine ont continué d'être assujetti à la redevance de recouvrement en matière de carburants de soute en vertu d'un programme géré par

l'Office. Les redevances de recouvrement en matière de carburant d'aviation ont pris fin le 31 janvier 1982. A compter du 1er février 1982, l'Office a établi un prix minimum juste et raisonnable pour les carburants d'aviation acquis au Canada et utilisés pour le transport international afin d'assurer que les prix payés au Canada tiendraient compte des prix en vigueur sur les marchés internationaux. Des modifications subséquentes à la Loi sur l'Office national de l'énergie prescrivent l'échelle des prix auxquels doivent être vendus les combustibles d'aviation à usage d'un transporteur international. En 1982, 7 600 mètres cubes par jour de carburants de marine et d'aviation ont été exportés en vertu de licences délivrées par l'Office.

En vertu des dispositions de la Loi sur l'administration de l'énergie et de ses règlements, l'Office a recueilli et déposé au Fonds du revenu consolidé environ 650 millions de dollars en frais d'exportation prélevés sur les exportations de pétrole et de produits pétroliers et environ 100 millions de dollars en redevances de recouvrement en matière de carburants de soute. Les dossiers des sociétés faisant rapport à l'Office ont été examinés pour vérifier la justesse des frais prélevés et versés.

LE GAZ NATUREL ET SES PRODUITS DÉRIVÉS

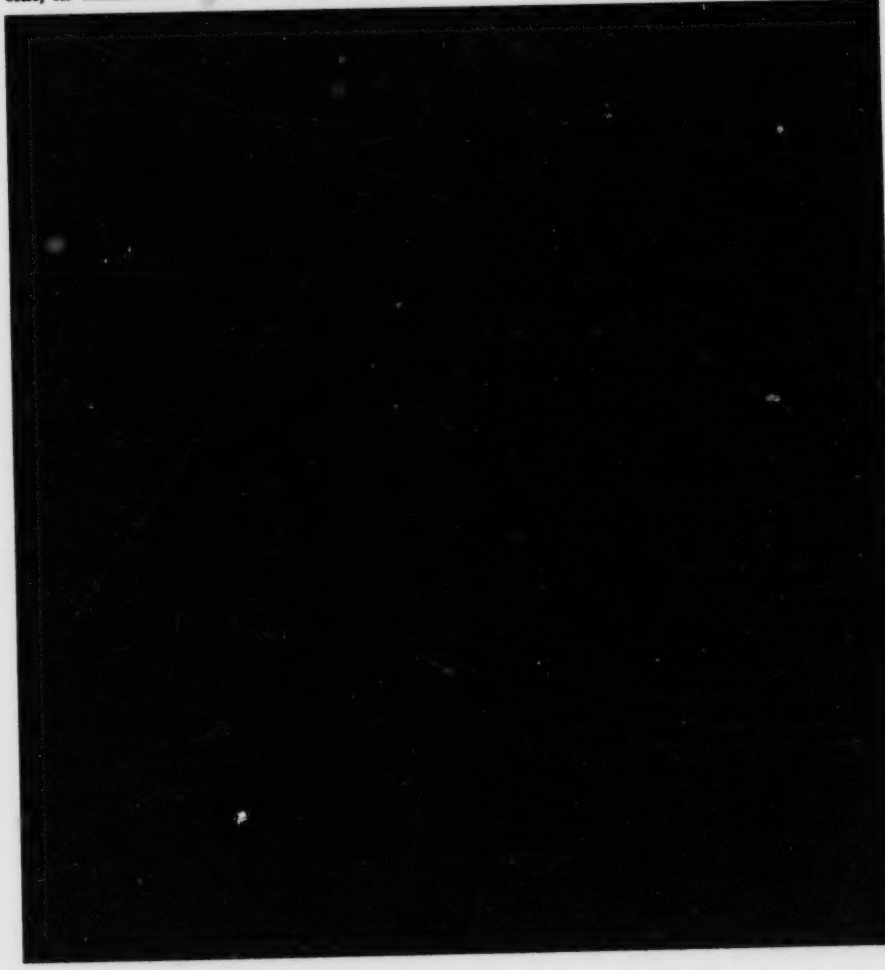
La production et les ventes de gaz naturel ont manifesté une certaine amélioration face aux niveaux stagnants de 1981. Les ventes intérieures nettes* de gaz naturel se sont légèrement accrues en 1982 et les exportations en termes de volumes absolus aux États-Unis ont légèrement augmenté de 2,9 pour cent par rapport à 1981. En Colombie-Britannique, la production* a diminué de 8,3 pour cent tandis que l'Alberta augmentait de 3,3 pour cent son niveau de production de 1981.

Production et consommation de gaz naturel

En 1982, la production de gaz naturel commercialisable a augmenté de 1 364 millions de mètres cubes par rapport aux niveaux de 1981, soit une augmentation de 2,0 pour cent. Les ventes nettes* de gaz naturel au Canada, en 1982, ont augmenté de 1 704 millions de mètres cubes, soit d'environ 4,0 pour cent, illustrant le raccordement de nouveaux clients et la conversion du pétrole au gaz naturel. La consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel a accusé une hausse de 25,2 pour cent. Dans le secteur commercial, la diminution était de 1,8 pour cent. Quant au secteur industriel, qui représente environ 50 pour cent des ventes nettes totales au Canada, la consommation de gaz naturel a diminué de 2,5 pour cent.

L'établissement des prix intérieurs du gaz naturel

La Loi sur L'Administration du pétrole (LAP), votée en 1975, confiait à l'Office national de l'énergie la tâche de gérer l'établissement des prix intérieurs du gaz naturel. Cette Loi a été modifiée aux termes du projet de Loi C-103, qui a reçu la sanction royale en juillet 1982. L'article 2 de la modification a changé le titre de la Loi qui s'appelle maintenant la Loi sur



* Données préliminaires

TABLEAU 10

Production de gaz naturel*
Unité: $10^6 m^3$ à 101,325 kPa (abs) et 15° C

	1978	1979	1980	1981(p)	1982(e)
Ventes nettes au Canada	41,745	43,495	43,901	42,886	44,590
Exportations	24,961	28,344	22,563	21,584	22,201
D'autres usages canadiens**	3,578	3,865	2,581	3,635	2,678
Production totale***	70,284	75,704	69,045	68,105	69,469

(p) préliminaires

(e) estimés

* Fondées sur les publications mensuelles 55-002 et 26-006 de Statistique Canada. Ces statistiques sont fondées sur une base différentes de celles qui sont contenues dans la publication 57-003 de Statistique Canada qui sert à la préparation des prévisions continues dans les rapports de l'offre et de la demande d'énergie de l'Office.

** Comprend le combustible pour pipeline, les pertes et autres livraisons.

*** Gaz de pipeline commercialisable.

l'administration de l'énergie (LAE). En effet, la Partie III de la LAE confère au gouvernement le pouvoir d'assurer l'uniformité des prix, sans compter les frais de transport et de service du gaz naturel vendu au sein du Canada, mais hors de sa province d'origine du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest et de la région de production au large des côtes. La LAE met à la disposition du gouvernement un mécanisme qui lui permet d'atteindre un équilibre raisonnable entre le prix du gaz naturel et celui des combustibles de remplacement vendus au Canada. De plus, la Loi a pour but de réaliser un équilibre, au Canada, entre les intérêts des consommateurs et ceux des producteurs, encourageant ainsi la découverte, la mise en valeur et la production du gaz naturel.

En vertu de l'article 50 de la Loi, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources peut conclure un accord avec le gouvernement d'une province productrice établissant les prix du gaz naturel produit dans cette province afin de le vendre à l'extérieur de cette dernière. Le 1er novembre 1981, un nouvel accord entre le gouvernement fédéral et celui de l'Alberta est entré en vigueur et a établi des nouvelles augmentations du prix du gaz naturel à la frontière albertaine, soit 23,3¢ le gigajoule tous les six mois jusqu'au 31 janvier 1987. En 1982 le prix à la frontière albertaine s'établissait à 193,5¢ le gigajoule et 216,8¢ le gigajoule, à compter du 1er février et du 1er août respectivement.

La partie III.2 de la LAE, "dispositions visant la canadianisation" confère l'autorité législative pour prélever une taxe spéciale de canadianisation sur le gaz naturel de 14¢ le gigajoule en vigueur depuis le 1er mai 1981. De plus, en vertu de la Loi sur la taxe d'accise, la taxe sur le gaz naturel et ses liquides, applicable au gaz de gazoduc commercialisable a été augmentée de 42¢ le gigajoule à 63¢ le gigajoule à compter du 1er février 1982 pour le reste de l'année.

En août 1981, à la demande du Ministre, l'Office a effectué une enquête sur la nécessité de l'établissement de prix favorisant la pénétration du gaz naturel et sur d'autres questions touchant la tarification du gaz naturel sur le marché national. Le rapport de l'Office au Ministre intitulé, *L'établissement des prix du gaz naturel au Canada*, a été publié en novembre 1982. Un certain nombre des recommandations de l'Office ont été appliquées au cours de l'année; au nombre de celles-ci se trouvait un programme de prix favorisant la pénétration dans les nouvelles zones du marché, l'intégration des réseaux de gazoduc de la TCPL et de la TQM aux fins d'établissement des taux et un programme de subvention du transport (octroi de 500 millions de dollars pour la construction de l'embranchement du gazoduc au Québec).

Conformément à la déclaration de politique du ministre en avril 1981, sur l'établissement du prix intérieur du gaz naturel, la zone de tarif de l'est de la TransCanada a été étendue à Québec le 1er septembre 1982. C'est ainsi que les prix du gaz prescrits dans la province de Québec sont les mêmes qu'à Toronto pour le même type de service.

Prix d'exportation du gaz naturel

La Loi sur l'Office national de l'énergie exige que l'Office étudie et revoie les questions qui relèvent de la compétence du Parlement du Canada et qui se rapportent notamment à la vente d'énergie et de sources d'énergie à l'intérieur et à l'extérieur du Canada et que l'ONÉ recommande au Ministre les mesures qu'il considère nécessaires ou recommandables dans l'intérêt public et se rapportant, notamment à la commercialisation de l'énergie et des sources d'énergie. La Loi a été modifiée en vertu du projet C-108. L'article 85(2) du Règlement modifié, partie VI, donne au gouverneur en conseil l'autorité de réglementer le prix d'exportation du pétrole ou du gaz. L'article 22(2) de la partie II du Règlement modifié exige que l'Office donne des conseils au Ministre sur le prix d'exportation du pétrole et du gaz.

En janvier 1981, l'Office a recommandé d'augmenter le prix d'exportation du gaz naturel de 4,17$ (U.S.) à 4,60$ (U.S.) le

gigajoule (4,94$ (U.S.) le million de Btu) à compter du 1er avril 1981 soit 0,95$ (U.S.) le gigajoule en-dessous du prix prescrit dans l'accord Duncan/Lalonde. La principale raison de la décision de l'Office était l'escalade continue des prix du pétrole brut de l'OPEP. Toutefois, tenant compte du ralentissement économique aux États-Unis, des approvisionnements excédentaires de mazout résiduel et du prix intérieur plus faible du gaz naturel, l'Office n'a pas recommandé d'autres augmentations de prix durant le reste de l'année. Au cours de 1982, le gaz naturel du Canada a continué de concurrencer le mazout résiduel et le gaz indigène des États-Unis. Cette concurrence, ainsi que le ralentissement économique constant, les efforts d'économies d'énergie soutenus et le retard dans le début des exportations sur les tronçons construits au préalable du réseau de la Foothills, se sont traduits par des exportations du gaz naturel canadien équivalant à environ 47 pour cent des quantités d'exportation autorisées en vertu de la dernière année-licence (du 1er novembre 1981 au 31 octobre 1982).

Exportations de gaz naturel

En 1982, les exportations de gaz naturel vers les États-Unis se sont élevées à 22 201 millions de mètres cubes, soit une augmentation de 2,9 pour cent environ comparativement aux exportations faites l'année précédente. L'augmentation des volumes d'exportation, attribuable principalement au début des exportations sur les tronçons construits au préalable du réseau de la Foothills et à la hausse du prix à l'exportation du gaz naturel le 1er avril 1981, ont entrainé une augmentation des recettes pour 1982, de l'ordre de 9,1 pour cent de plus qu'en 1981.

Éthylène

L'Office a délivré deux ordonnances au cours de 1982, pour l'exportation d'éthylène et une modification à l'une de ces deux ordonnances.

La première a été délivrée à la société Esso Chemical of Canada, division de la Compagnie pétrolière Impériale, relative à l'exportation de 3 500 000 kilogrammes d'éthylène par camions citernes, depuis Fort Érié (Ontario) pour la période du 1er avril 1982 au 31 mars 1983.

L'autre a été délivrée à la Petrosar Limited, en vue de l'exportation de 9 071 850 kilogrammes d'éthylène par camions citernes de Sarnia (Ontario) pour la période du 9 novembre 1982 au 31 mars 1983.

Éthane

L'Office n'a délivré aucune ordonnance pour l'exportation d'éthane au cours de 1982.

Contrôle des exportations de propane et de butanes

L'Office a continué en 1982, à octroyer des licences pour l'exportation de propane et de butanes et à établir les prix minima pour toutes les exportations de propane et de butanes, f.à.b., Alberta. L'Office a estimé que du 1er avril 1982 au 31 mars 1983, la production canadienne totale nette de propane serait de 6,7 millions de mètres cubes et celles des butanes, de 4,0 millions de mètres cubes.

Les besoins canadiens en propane ont été évalués à 2,9 millions de mètres cubes soit environ 6,6 pour cent de moins que la dernière année de répartition tandis que les besoins canadiens en butane ont été estimés à 1,1 million de mètres cubes pour la même période soit environ 20,4 pour cent de moins que les volumes correspondant pour 1981. Dans son calcul de l'approvisionnement canadien en propane et en butanes, l'Office a inclus les volumes internes qui restaient après l'inventaire du 31 mars 1982 et, dans son calcul de la demande interne, il a tenu compte d'un volume d'urgence pour faire face aux fluctuations du marché intérieur.

Le pourcentage de la production canadienne de propane exporté s'est maintenu au niveau de 1981, soit à 50 pour cent. Le pourcentage de la production des butanes exportés a été calculé à 62 pour cent au début de l'année de répartition de 1982-1983, puis augmenté à 70 pour cent en décembre 1982, avec effet rétroactif au 1er avril 1982. La diminution de l'utilisation interne des butanes dans les mélanges d'essence et comme charge d'alimentation pétrochimique en raison de la récession économique actuelle, a rendu nécessaire l'augmentation du pourcentage d'exportation de la production de butanes.

Pour l'année 1982, les exportations de propane canadien ont atteint un volume total de 4,0 millions de mètres cubes, soit environ 50 pour cent de la production totale nette estimée du Canada. Quant aux butanes, les exportations nettes estimées du Canada ont atteint un volume de 2,8 millions de mètres cubes soit environ 68 pour cent de la production nette estimée du Canada. Les États-Unis demeurent le principal marché pour les exportations canadiennes; toutefois, en 1982 environ 12,8 pour cent des exportations de propane sont allées vers le Japon et une quantité minimale a été exportée vers Saint-Pierre-et-Miquelon. En 1982, les stocks souterrains de propane ont oscillé entre 800 mille mètres cubes au plus bas et 1 273 mille mètres cubes au plus haut. Le stock des butanes en 1982 variait entre 363 mille mètres cubes et 639 mille mètres cubes. Le prix minimum à l'exportation du GPL, établi chaque mois par l'Office, a oscillé entre 7,5 cents le litre au plus bas et 12,0 cents le litre au plus haut, f.à.b. Alberta pour le propane et de 12,5 à 17,0 cents le litre pour les butanes, f.à.b. Alberta.

ACTIVITÉS PIPELINIÈRES

L'évaluation des requêtes en vue de l'autorisation de nouvelles installations de pipelines et d'additions aux réseaux existants constitue une bonne partie des responsabilités de l'Office. Au total, 41 requêtes provenant de sociétés de transport de gaz ont été étudiées et approuvées en 1982 par rapport à 23 en 1981. Les

annexes G-1 et G-2 énumèrent les certificats de commodité et de nécessité publiques et toutes les autres ordonnances connexes qui ont été émis au cours de l'année.

En 1982, l'Office a terminé sa revue de «l'étude de l'intégrité de la canalisation de la TransCanada» et, à la suite de cette étude, a informé la TCPL qu'il prendrait en considération des requêtes en vue du remplacement de canalisation à certains endroits précis.

L'Office a également approuvé plusieurs projets de moindre envergure de la TransCanada en 1982, y compris une station de vérification du comptage à Saint-Lazare, au Québec.

En janvier 1982, la Westcoast Transmission Company Limited a demandé de remplacer 27,4 kilomètres de canalisation sur son réseau de transport de gaz naturel acide de la vallée Grizzly. La nécessité de ces remplacements a été établie par la Westcoast à la suite de deux bris de la canalisation en 1981. L'Office a approuvé la requête en mars 1982. Il a également approuvé en 1982 une requête déposée par la Westcoast en vue de la construction de huit nouvelles stations de comptage.

Au cours de l'été 1982, l'Office a approuvé des requêtes déposées par la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. en vue de la construction d'un raccordement principal de 8,6 kilomètres jusqu'à Trois-Rivières-Ouest, d'un raccordement principal de 14,2 kilomètres jusqu'à Joliette, d'un raccordement principal de 31,1 kilomètres jusqu'à Lachute, d'un autre de 0,9 kilomètre jusqu'à Louiseville, d'un autre de 10,1 kilomètres jusqu'à Saint-Jérôme et d'un dernier de 20 kilomètres jusqu'à Québec-Ouest. Les requêtes de station de comptage pour chaque raccordement principal ont été étudiées et approuvées.

Quoique les sociétés de transport de pétrole n'aient déposé aucune requête nécessitant une audience publique en 1982, l'Office a reçu plusieurs autres requêtes. Parmi celles-ci se trouvait, en mai 1982, une requête de la Pipe Line Interprovincial Limitée pour l'amélioration de sa canalisation no 8 entre Sarnia et Millgrove (près de Toronto) pour inclure le service du propane à haute pression de vapeur. L'Office est en train d'étudier actuellement cette requête et il devrait rendre sa décision au début de 1983.

L'Office a reçu deux autres requêtes semblables l'une de la Trans Mountain Company, pour l'amélioration de sept stations de pompage en Alberta et en Colombie-Britannique, l'autre des Pipelines Trans-Nord Inc. en vue d'apporter des modifications à des stations de pompage et de comptage dans l'est de l'Ontario et du Québec et qui sont nécessaires pour permettre de déterminer les possibilités de renversement du flot de la canalisation. L'Office a approuvé ces deux requêtes en octobre et en décembre 1982 respectivement.

L'annexe O-II qui énumère les ordonnances émises en 1982 contient également la liste d'autres projets divers approuvés par l'Office au cours de l'année.

Construction et exploitation de pipelines

La principale partie des activités d'exploitation et de réglementation de l'Office dans le domaine des pipelines porte sur les aspects postérieurs à l'octroi de certificats de construction. Cela comprend la révision des documents de centrage, les techniques

de construction et les devis techniques définitifs avant l'approbation de la construction. L'approbation des modifications aux cahiers des charges se fait en cours de construction. En plus, les soudures de la canalisation font l'objet d'une vérification radiographique et la méthode d'essai hydrostatique doit être approuvée au préalable. Les résultats des essais sont examinés dans le cadre de la documentation menant à l'approbation de chaque demande de mise en service, une fois les travaux terminés. Les activités ci-dessus concernent les aspects d'ordre sécuritaire, environnemental et d'ingénierie et sont assujettis à l'approbation de l'Office.

En 1982, les activités de construction comprenaient l'achèvement des portions restantes des installations de la TransCanada de 1980, 1981 et 1982, qui consistaient en doublements, en collecteurs et en stations de compression. La construction du raccourci de North Bay de la TransCanada, commencé en février 1982, a été terminée et du gaz circulait au cours de la première semaine de décembre.

L'Office a accordé la permission de mise en service à la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. le 8 février 1982 pour les installations construites entre Saint-Lazare et Boisbriand. La permission de mise en service pour ces installations jusqu'à Trois-Rivières de même que pour quatre raccords principaux et stations de comptage a été accordée en novembre et en décembre 1982. La surveillance de la phase de construction de la canalisation principale entre Trois-Rivières et Québec a commencé en été et le gaz devrait se rendre jusqu'à Québec en 1983.

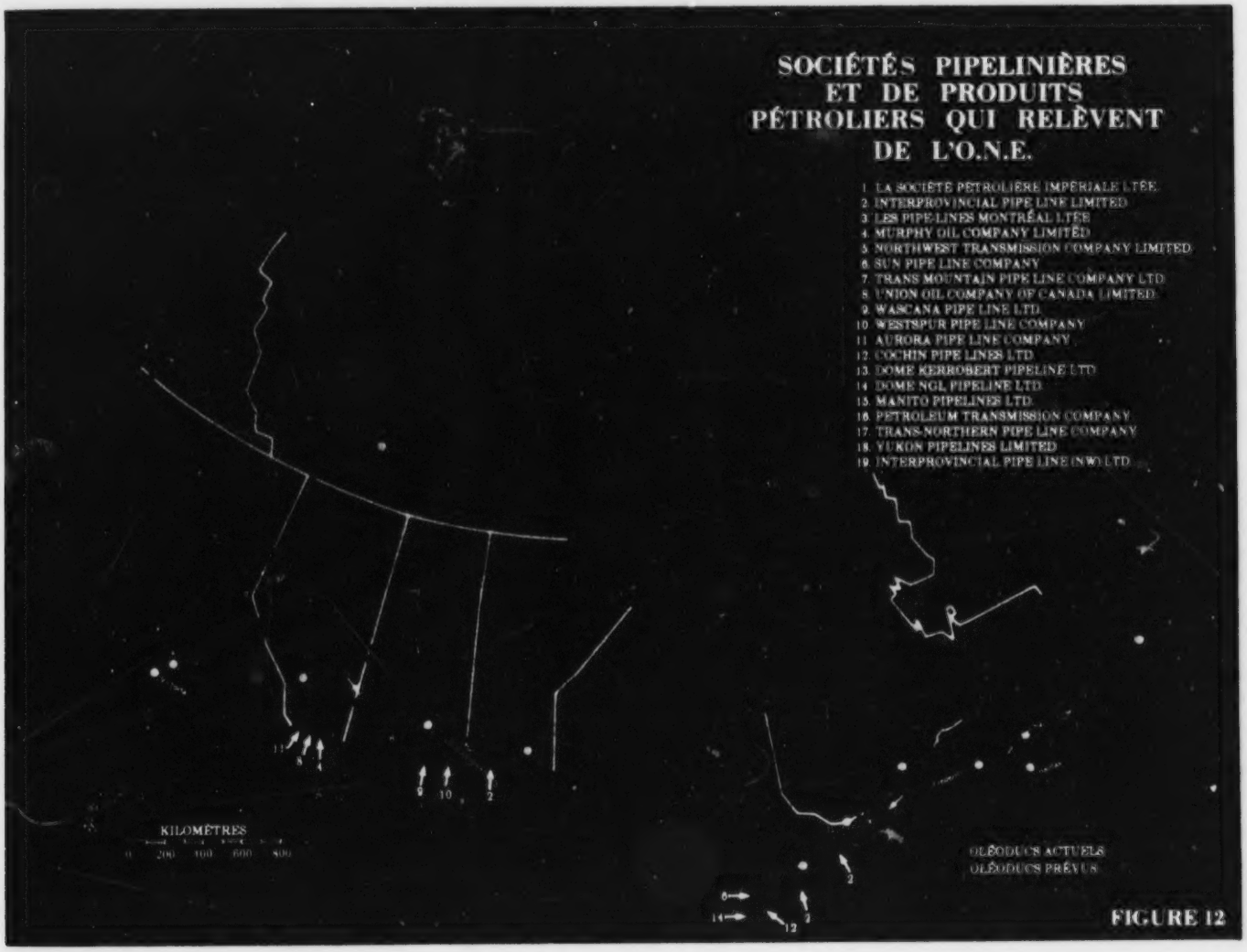


FIGURE 12

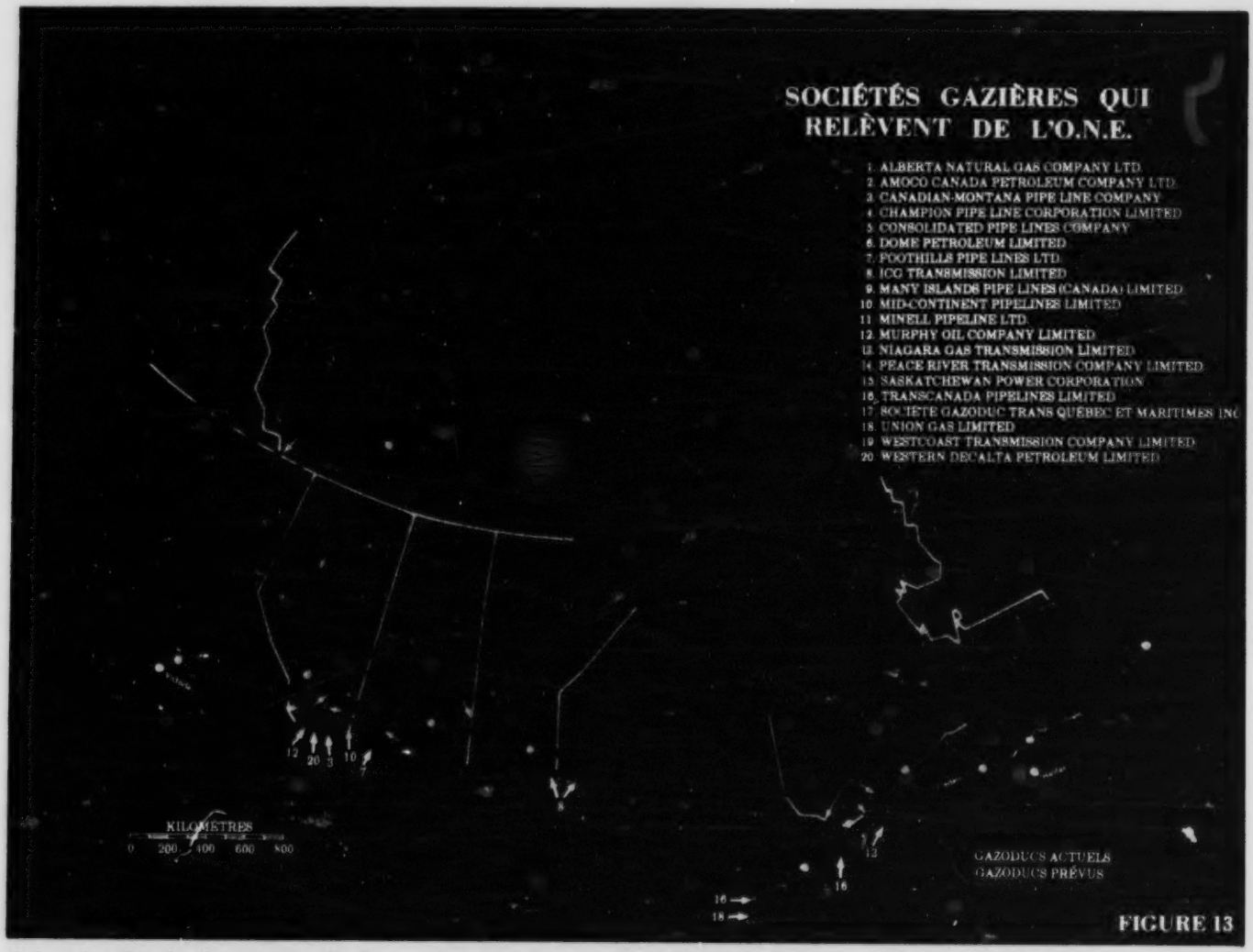


FIGURE 13

A la suite d'études importantes d'ordre métallurgique sur les fissures qui se sont produites sur le gazoduc de Grizzly Valley de la Westcoast Transmission Company en 1982, 27,4 kilomètres de canalisation ont été remplacés en été 1982. La permission de mise en service de ces parties remplacées a été donnée au cours de l'automne.

La construction des installations construites au préalable du tronçon de l'est du gazoduc de la route de l'Alaska a été terminée en 1982, de même que le premier des deux compresseurs à la station de compression de Jenner en Alberta. Une canalisation de 880 mètres a été construite pour éviter les installations de compression et de mesure partiellement complétées de Monchy en Saskatchewan. Cette construction a été nécessaire en raison de la grève de quatre mois des ouvriers spécialisés en construction en Saskatchewan qui a retardé la construction des installations mentionnées plus haut.

La construction du tronçon de l'est a été terminée et des ordonnances de mise en service ont été octroyées permettant ainsi au gaz canadien de circuler vers les marchés des États-Unis le 1er septembre 1982. Le deuxième compresseur de Jenner en Alberta et la station de comptage de Monchy en Saskatchewan ont également été terminés en 1982.

L'Office a étudié une requête de la TransCanada PipeLines Limited en vue de l'utilisation de soudure à haute résistance sur une section d'essai proposée sur leurs installations dès 1982. Cet essai était nécessaire pour mettre à l'épreuve sur place une méthode de soudage par explo-

sion pour la construction du pipeline. La requête a été approuvée sous réserve de plusieurs conditions, toutefois la TCPL n'a jamais effectué l'essai.

L'Office met ses normes constamment à jour en passant en revue le règlement sur le pétrole et le gaz et les règles de pratique et de procédures en ce qui concerne l'amélioration des méthodes de technologie et de sécurité. En 1982, l'Office a également participé à la surveillance de l'opération sécuritaire des pipelines au moyen de la révision des techniques de réparation, de l'enquête menée sur des problèmes causés par des courants induits et de l'étude de rapports sur des incidents pipeliniers présentés par les sociétés qui relèvent de l'Office.

Croisement de pipelines par des tiers

En 1982, grâce à l'adoption de modifications à la Loi sur l'ONÉ consécutives au projet de Loi C-108, l'Office a étendu sa juridiction, limitée à certains croisements de pipeline par des services publics précis, à toutes les activités d'excavation sur l'emprise du pipeline. Cette autorité permet à l'Office d'établir des règlements régissant les méthodes de construction et les critères de devis des services publics qui croisent les pipelines et de revoir les activités spécifiques de construction pour s'assurer du respect des normes.

Projet IPL (NW)

En 1981, l'Interprovincial Pipe Line (NW) Limited a reçu un certificat en vue de la construction d'environ 866 kilomètres d'une canalisation de pétrole brut et de LGN d'un diamètre extérieur de 323,9 mm allant de Norman Wells (Territoires du Nord-Ouest) à Zama Lake dans le nord de l'Alberta. En 1982, l'IPL a déposé auprès de l'Office des études d'ordre environnemental, socio-économique et technologique en ce qui concerne le tracé du pipeline. L'Office a approuvé les documents socio-économiques et financiers de même qu'un bon nombre de rapports environnementaux et techniques, puis il a approuvé les travaux de débroussaillage de l'emprise et d'aménagements connexes du site. De plus, l'Office a effectué des analyses techniques des croisements de rivières et de cours d'eau, de la conception technique du pipeline en ce qui concerne les données géotechniques et le tassement dû au gel et a révisé les études géophysiques; cette analyse se poursuit en ce moment.

L'Office a participé à un survol d'usage du tracé du pipeline afin d'avoir une idée visuelle du croisement des rivières, des sites des installations et des collectivités en bordure du tracé, de même que des zones sensibles au tassement dû au gel.

L'Office a étudié le plan de protection environnementale de l'IPL (NW) et l'a approuvé en ce qui concerne le débroussaillage et les activités d'établissement du site pour l'hiver de 1982-1983. Les activités de débroussaillage à partir des bornes kilométriques 0-180 et 347-866 devraient commencer vers la fin de janvier 1983. A ce moment là, l'Office participera à l'inspection de ces activités.

Inspection des pipelines

L'Office inspecte les installations des sociétés relevant de sa compétence afin de s'assurer que les mesures de protection de l'environnement sont bien suivies, que la sécurité des employés et du public est bien respectée et que les installations sont construites et entretenues conformément aux normes établies par l'Office.

En 1982, plus de 1 100 kilomètres de pipelines en construction ont été vérifiés. Une inspection approfondie a été effectuée durant la construction de la canalisation du raccourci de North Bay de la TransCanada et de la canalisation de la TQM qui s'étend de Boisbriand à Québec. Les inspections comprenaient également la construction de la canalisation principale des croisements de cours d'eau pour ces deux projets, ainsi que la construction de la station de comptage de la TQM; l'Office a assisté aux essais d'hydrostatique pour les deux canalisations.

L'inspection des activités de construction porte également sur les activités de construction de la TransCanada PipeLines Limited, de Swift Current (Saskatchewan) à Herbert (Saskatchewan) et de Regina (Saskatchewan) à Grenfell (Saskatchewan); sur la construction de classe C de la Manito pour l'agrandissement de sa station à Kerrobert (Saskatchewan) et sur le projet de remplacement de la canalisation de la vallée Grizzly de la Westcoast Transmission Company Limited.

L'Office a visité les lieux de quelques incidents de pipeline afin d'inspecter les méthodes d'urgence et de sécurité mises en place à l'époque des incidents.

L'inspection touchait également à des questions d'exploitation habituelles comme les essais d'arrêt d'urgence, la surveillance du bruit, l'aspect d'exploitation et la sécurité des stations de pompage et de compresseurs et le survol de plusieurs réseaux des pipelines en 1982. Les installations inspectées comprenaient des parcs de stockage, des stations de pompage et de compression, des usines du traitement du gaz et des stations de comptage.

Afin de surveiller les activités de relance et de remise en état requises des sociétés, l'Office a étudié les rapports de surveillance déposés en vertu des conditions des certificats et il a effectué des inspections postérieures à la construction sur 220 kilomètres d'emprise en Ontario et au Québec. Ces rapports de surveillance délimitent les emplacements spécifiques où la remise en état de l'emprise est difficile ou incomplète. De plus, ces rapports servent à établir les étapes qui seront suivies à l'avenir par chaque société pour s'assurer de la restauration complète du tracé du pipeline.

Incidents pipeliniers

La participation de l'Office aux enquêtes

RÉSUMÉ DES INCIDENTS PIPELINIERS EN 1982

	Gazoducs	Pipelines et canalisations pour produits pétroliers	Pipelines à haute pression de vapeur	Total
Défaillances de l'équipement	—	4	—	4
Corrosion externe	—	1	—	1
Corrosion interne	—	7	—	7
Tassement du sol, éboulis de roc, foudre, etc.	2	1	1	4
Dommages causés par des tiers	2	2	4	8
Soudures imparfaites	2	1	1	4
Autres	2	1	—	3
TOTAL	8	17	6	31

sur les raisons des incidents pipeliniers fait partie de ses efforts d'amélioration de l'exploitation sécuritaire des pipelines. La connaissance des raisons des défaillances du passé constitue un facteur important d'amélioration des normes pipelinières, des méthodes d'exploitation, du développement de la technologie et des exigences réglementaires.

La plupart des incidents de pipelines sont rapportés à la société en question, souvent par les propriétaires fonciers et des mesures sont prises avant que ne se produisent des blessures ou des dommages sérieux.

En mai 1982, une fuite s'est produite dans un joint de tuyauterie sur la canalisation de la Westcoast Transmission Company. L'analyse de cette section a fourni plus d'information sur les problèmes relatifs au pipeline de la vallée Grizzly fissuré en 1981.

La majorité des incidents causés par la corrosion interne se sont produits sur le réseau de collecte de la Westspur. Le nombre d'incidents de cette nature a toutefois diminué de façon importante par rapport à 1981, probablement en raison des mesures correctrices prise l'an dernier par la Westspur.

En 1982 deux incidents ont été causés par la foudre au cours de gros orages électriques. Le transformateur de puissance de la société Pipeline Interprovincial Limitée près de Cromer (Manitoba), a été frappé par la foudre, ce qui l'a rendu inexploitable. L'autre incident s'est produit à la station de compression Blue Hills de la Westcoast Transmission Company Limited; cet accident a occasionné une explosion et un incendie qui ont totalement détruits tout le câblage, les instruments et l'équipement électrique de refroidissement. Dans aucun des cas la foudre n'a occasionné de pertes de produits pétroliers ou de dommages à la canalisation dans le sol.

Les bossellements occasionnés par des tiers ont été considérés comme incidents de pipeline. Ces bossellements ont été réparés immédiatement afin d'éviter de plus importants dommages aux canalisations touchées.

ACTIVITÉ DANS LE DOMAINE DE L'ÉLECTRICITÉ

A la fin de 1982, la capacité installée de production électrique nette du Canada était d'environ 81 800 megawatts, dont à peu près 49 920 megawatts provenaient de centrales hydroélectriques, 23 525 megawatts d'usine thermiques classiques et 5 878 megawatts de centrales nucléaires. L'addition d'environ 4 673 megawatts à la production hydroélectrique, de 1 033 megawatts à la production de centrales thermiques classiques et de 630 megawatts à la production d'énergie électronucléaire reflète les changements planifiés en 1982. On estime à 375 400 gigawattheures la production totale d'électricité au Canada en 1982, soit une diminution d'environ 0,8 pour cent par rapport à 1981, dont environ 67 pour cent ont été fournis par les centrales hydroélectriques, 23 pour cent par les centrales thermiques classiques et 10 pour cent par les centrales électronucléaires.

Transferts internationaux et interprovinciaux d'électricité

En 1982, les exportations brutes d'électricité se sont élevées à 34 220 gigawattsheure (contre 35 372 gigawattheures en 1981) et les importations d'électricité se sont chiffrées en 2 849 gigawattheures (contre 1 497 gigawattheures en 1981), ce qui donne des exportations nettes de 31 371 gigawattheures (contre 33 875 gigawattheures en 1981). Ces exportations nettes ont représenté environ huit pour cent de l'ensemble de la production canadienne par rapport à environ neuf pour cent en 1981.

Si l'on compare les recettes provenant des exportations, qui ont été d'environ 1 106 millions de dollars (contre 1 144 millions de dollars en 1981) et les débours de 5,4 millions de dollars au chapitre des importations (contre 5,6 millions de dollars en 1981), on obtient un revenu net d'environ 1 101 millions de dollars (contre 1 139 millions de dollars en 1981).

TABLEAU 14

Approvisionnement en électricité
Unité: Gigawattheures x 10^3

	1978	1979	1980	1981	1982
Production canadienne totale	336,337	353,051	367,306	378,531	375,400
Importations des États-Unis	2,092	1,792	2,940	1,497	2,849
Approvisionnement total	338,429	354,843	370,246	380,028	378,249

(p) préliminaires

(e) estimés

En 1982, les exportations canadiennes totales d'électricité ont diminué de trois pour cent par rapport à l'année précédente et ont réalisé des recettes de trois pour cent de moins qu'en 1981. La diminution des exportations d'électricité est attribuable surtout à une diminution générale de la demande aux États-Unis.

La Manitoba Hydro est le seul service public d'importance qui a fait état d'importantes augmentations des quantités exportées à un prix légèrement supérieur à la moyenne. Sauf pour les mois de janvier à avril, la Manitoba Hydro a bénéficié d'un débit d'eau élevé et a exporté 46 pour cent de plus qu'en 1981; ses recettes totales ont augmenté de 52 pour cent. Les niveaux d'exportation de l'Hydro-Québec étaient environ les mêmes qu'en 1981, mais ses recettes totales de vente d'énergie garantie d'été ont augmentées de 93 millions de dollars en raison de la renégociation du prix avec son client des États-Unis, la Power Authority de l'État de New York. Les exportations d'énergie garantie de l'Ontario Hydro ont augmenté de façon importante, mais les exportations d'énergie interruptible ont diminué. C'est pourquoi il n'y a eu aucune augmentation des exportations totales. Les recettes moyennes sont demeurées environ les mêmes qu'en 1981. En 1982, tant la B.C. Hydro que la Cominco ont perdu des recettes en raison d'un déversement d'eau et elles ont dû accepter des recettes moyennes plus basses afin de vendre sur les marchés des États-Unis. Les niveaux d'eau élevés sur la côte ouest ont occasionné des excédents d'électricité dans la région du nord-ouest et ont contribué à la réduction générale de la demande d'importation d'électricité des clients des États-Unis. En gros, la B.C. Hydro a rapporté une baisse d'environ 38 pour cent par rapport à 1981 et ses recettes ont diminué de 48 pour cent.

Selon les bilans soumis à l'Office par les principaux services exportateurs, des exportations réalisées au moyen des principales interconnexions en 1982, 60 pour cent provenaient des centrales hydroélectriques, 32 pour cent de charbon importé,

TABLEAU 15

Demande d'électricité
Unité: Gigawathheures x 10^3

	1978	1979	1980	1981(e)	1982(e)
Consommation canadienne totale	316,827	323,465	340,065	344,656	344,029
Exportations aux États-Unis	21,602	31,378	30,181	35,372	34,220
Demande totale	338,429	354,843	370,246	380,028	378,249

(p) préliminaires
(e) estimés

6 pour cent de pétrole importé et 2 pour cent de combustibles nucléaires et fossiles canadiens.

Avant d'être vendue sur les marchés américains, l'électricité doit d'abord être offerte aux marchés canadiens avoisinants et seule la partie qui constitue un excédent par rapport aux besoins des Canadiens peut être exportée. C'est pourquoi l'Office surveille la production et les transferts interprovinciaux d'électricité au Canada, bien qu'il ne règlemente pas ces questions.

On trouvera aux figures 14 et 15, des tableaux de ventilation de l'offre et de la demande d'électricité. La figure 16 montre les exportations et les importations de 1982 ainsi que les transferts interprovinciaux pendant une période de douze mois se terminant en octobre 1982.

L'Office n'a délivré aucun certificat de commodité et de nécessité publiques en 1982. Les ordonnances connexes émises au cours de l'année sont présentées à l'annexe E-II.

Les annexes E-III et E-IV dressent la liste des nouvelles licences d'exportation d'énergie électrique ainsi que la liste des ordonnances connexes délivrées en 1982.

Les exportations d'électricité prévues par chaque licence et ordonnance en 1982 constituent l'annexe E-V et l'ensemble du commerce d'électricité pour 1982, l'annexe E-VI.

Autres activités du domaine de l'électricité

Le rapport sur le rendement, la consommation en combustible et les caractéristiques d'exploitation de centrales thermiques canadiennes a été terminé et publié en unités métriques afin de respecter la politique de métrisation du gouvernement.

En 1982, le personnel de l'Office a fourni des services de consultation et d'assistance

à d'autres ministères et organismes de l'extérieur, y compris le Conseil économique du Canada pour la section concernant l'électricité de son étude sur l'énergie au Canada. Des activités ont été entreprises sur la prévision de l'approvisionnement en électricité dans le cadre de la contribution à l'Audience générale sur les exportations du gaz naturel. Des études sont en cours pour mettre au point une évaluation plus précise des avantages des interconnexions et de la mise en commun des réseaux en Amérique du Nord.

En supplément à ces études et aux travaux de réglementation de la Direction, le personnel a participé à la mise à jour permanente du Code canadien de l'électricité, partie III, et aux réunions du Conseil sur la fiabilité des réseaux d'électricité en Amérique du Nord. Le personnel a également rédigé plusieurs articles techniques pour être présentés à l'Institut des ingénieurs électriciens et électroniciens et portant sur la fiabilité des réseaux interconnectés et des avantages économiques des échanges énergétiques.

ENVIRONNEMENT

Pipelines

La protection de l'environnement est l'un des principaux soucis de l'Office lors de l'étude des requêtes, pendant la construction et pendant toute la durée de la phase de surveillance. La Direction des pipelines est la principale source de conseils de l'Office sur les questions environnementales en matière d'installations pipelinières et de lignes de puissance internationales.

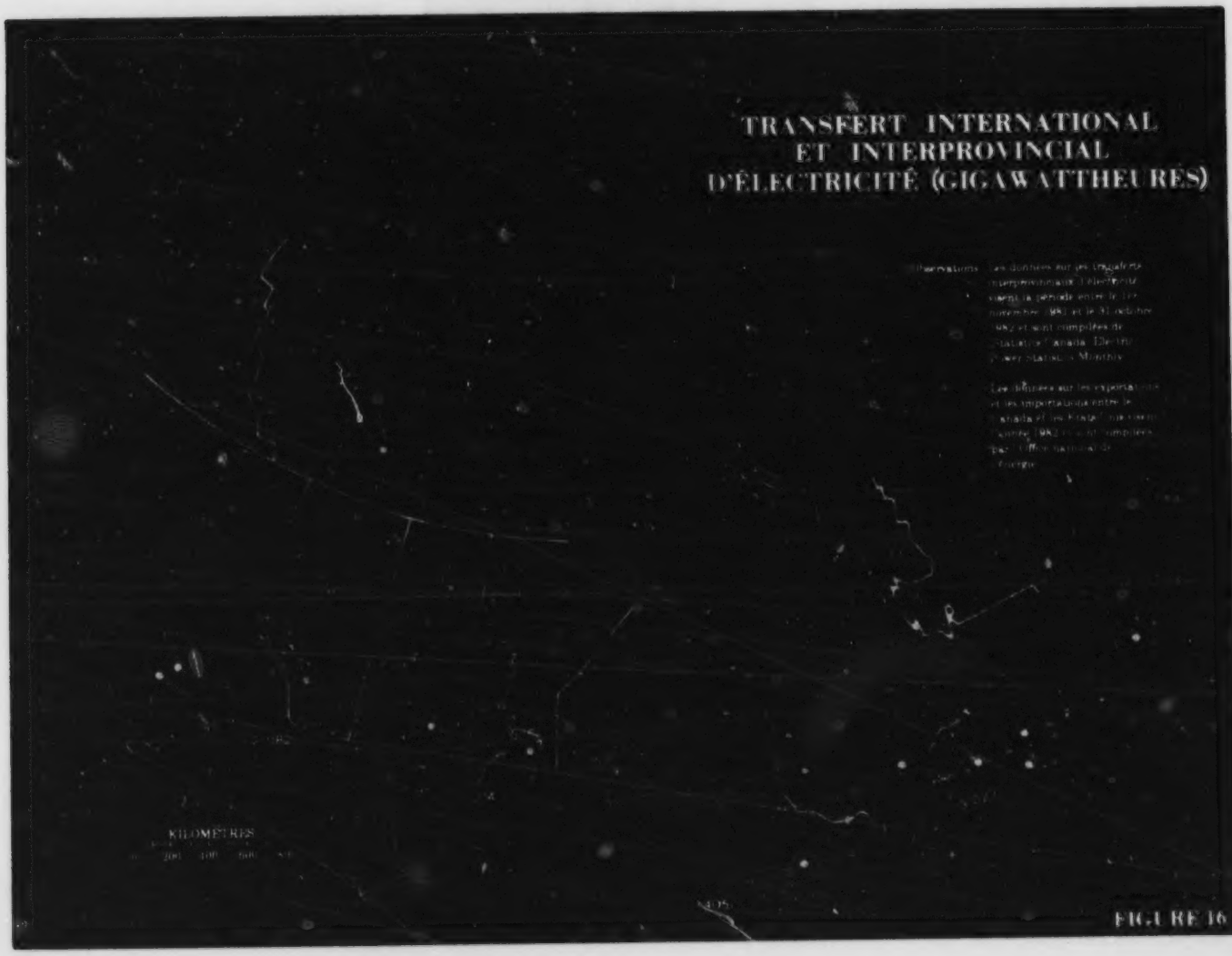


FIGURE 16

TABLEAU 17

Valeur en dollars des exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité
Unité: Millions de dollars

	1978	1979	1980	1981(p)	1982(e)
Gaz naturel	2 207,7	3 063,1	4 035,5	4 409,3	4 808,6
Pétrole	2 103,8	3 252,7	3 694,5	4 028,4	4 231,2
Électricité	478,6	738,5	793,6	1 143,9	1 105,9
Total	4 790,1	7 054,3	8 523,6	9 581,6	10 145,7

(p) préliminaires (e) estimés

Dans son évaluation des requêtes, l'Office s'assure qu'une évaluation environnementale convenable a été effectuée et que la requérante a pris des mesures de protection de l'environnement convenables. L'Office doit également s'assurer que les sociétés prennent des mesures efficaces de protection de l'environnement. Cela est accompli en utilisant les services d'une équipe d'environnementalistes professionnels pour analyser les requêtes, s'assurer que des mesures appropriées sont en place lors de la construction, pour s'assurer que toutes les pratiques de protection environnementale sont respectées et pour surveiller les activités de réhabilitation requises des sociétés à la suite de la construction.

En 1982, la Direction a entrepris la révision de l'aspect environnemental de plusieurs importantes requêtes y compris celles du Projet pilote de l'Arctique, des installations de 1982 de la TCPL, de certaines portions du gazoduc de la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc., de la requête d'exportation de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick et de l'interconnexion de l'Ontario Hydro au lac Érié.

La Direction a étudié plusieurs rapports de surveillance de l'environnement présentés afin de respecter les conditions des certificats délivrés pour divers projets, notamment les installations 1981 de la TCPL, la boucle de Sault-Ste-Marie et Maple vers Lisgar et les remplacements de canalisations de l'IPL.

Puissance électrique

L'Office se préoccupe des répercussions environnementales éventuelles de la construction et de l'exploitation des installations de production et de transport d'électricité destinée à l'exportation. Ces préoccupations s'expriment par les activités de l'Office en vue de suivre les plus récents progrès des sciences et de la technologie environnementales, par les preuves qu'il exige des requérantes et par l'importance qu'il accorde aux questions environnementales au cours du processus d'octroi de licences et de certificats.

Lorsqu'une question particulière, par exemple les émissions de soufre et d'oxyde d'azote, de particules ou de radionuclides, est assujettie à une réglementation environnementale, l'Office voit à ce que toutes les opérations qui se rapportent aux exportations proposées respectent ces règlements. L'Office a suggéré que la requérante effectue certaines études comme l'évaluation des coûts sociaux lorsqu'il n'existe pas de normes établies.

En 1982, l'Office a étudié les répercussions environnementales de trois requêtes d'exportation d'électricité. La première était la requête de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick en vue d'exporter une portion de la production de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau. Il a été démontré que l'exportation ferait augmenter les répercussions environnementales et les coûts sociaux en raison de l'augmentation dans la province de la production à partir de combustibles fossiles. La preuve a démontré que la centrale de Pointe Lepreau fonctionnerait à pleine capacité, que les exportations soient effectuées ou non et que l'exploitation respecterait les règlements acceptables. L'Office a conclu qu'il n'était pas possible d'attribuer des répercussions environnementales ou des coûts sociaux additionnels à l'exploitation de Pointe Lepreau en vue de l'exportation et que l'augmentation des coûts provenant de la production accrue à partir de combustibles fossiles serait mineure par rapport à la valeur des exportations.

Le deuxième cas était une requête de l'Ontario Hydro en vue de la construction d'une interconnexion de courant direct sous le lac Érié et de son utilisation pour exporter à la General Public Utilities of New Jersey de l'électricité provenant de centrales alimentées au charbon et de centrales nucléaires. La requérante a convaincu l'Office que la construction et l'exploitation du câble sous-marin et que la présence d'électrodes dans le sol auraient des effets minimaux sur la vie aquatique, sur les activités maritimes, sur la sécurité des personnes, sur l'exploitation de l'équipement électrique adjacent et sur l'intégrité mécanique. L'Office a conclu qu'en raison de mesures d'atténuation prévues, les exportations ne produiraient pas d'augmentation nette des émissions au Canada sauf peut-être en 1985. Ces exportations devraient remplacer la production d'électricité aux États-Unis produisant ainsi une diminution des émissions dans ce pays.

Le troisième cas portait sur une requête de la Cominco Limited en vue d'exporter à différents clients des États-Unis de l'énergie électrique produite dans une centrale hydraulique. La preuve a démontré que la production et le transport d'énergie destinée à l'exportation ne produiraient pas de répercussions environnementales mesurables étant donné que le réseau de puissance de la Cominco demeurait inchangé, que les exportations soient effectuées ou non. L'Office a conclu que les exportations ne produiraient pas de répercussions environnementales négatives.

QUESTIONS D'ORDRE ÉCONOMIQUE

Au cours de l'année, l'Office a effectué des évaluations, des analyses et des études économiques étendues. L'Office a étudié et évalué les mémoires et les questions d'intérêt connexe et des enquêtes ont été entreprises quant à la viabilité économique, le rendement par rapport aux coûts, les problèmes socio-économiques régionaux, la canadianisation et les essais relatifs aux excédents de gaz naturel. Un nombre considérable d'analyses ont été effectuées en ce qui concerne les aspects économiques de l'audience générale sur les exportations de gaz, y compris une analyse en matière de rendement par rapport aux coûts de viabilité commerciale et de préparation de projections de la demande macro-économique et énergétique. Le Projet pilote de l'Arctique comportait des questions de canadianisation, de rendement par rapport aux coûts, et d'autres questions socio-économiques.

D'autres améliorations ont été apportées aux modèles de la demande d'énergie de l'Office servant à l'analyse et à l'évaluation des mémoires de même qu'à la préparation des projections de l'Office. L'apport de révisions aux équations et aux entrées de données au modèle de prévision de la demande est terminé et les employés ont procédé à une intégration plus complète d'un certain nombre de sous-modèles.

La coopération plus poussée entre l'Office et les ministères du gouvernement fédéral afin de poursuivre l'amélioration de la qualité des données énergétiques a entraîné la création d'un groupe de travail interministériel en matière de statistiques énergétiques. L'informatisation des banques de données de l'Office s'est poursuivie à un rythme rapide et un certain nombre d'améliorations ont été apportées dans le domaine de la conciliation, de l'identification et de la collecte de données énergétiques en vue d'assimiler la quantité toujours croissante d'informations pertinentes.

QUESTIONS DE RÉGLEMENTATION FINANCIÈRE

Au cours de l'année, l'Office a poursuivi sa surveillance des pratiques comptables et des résultats financiers des sociétés d'oléoducs et de gazoducs relevant de sa compétence. Pour ce faire, il a analysé des rapports périodiques ou particuliers qu'il avait demandés et il a effectué des vérifications constantes sur place, afin de vérifier la conformité aux Règlements de normalisation de la comptabilité de l'Office, de même qu'aux directives précises émises par l'Office en ce qui concerne la comptabilité, les questions de droits et de tarifs, tel que le traitement accordé à des éléments particuliers de la base de tarification ou du coût du service.

Le Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs qui est entré en vigueur en septembre 1969 a été modifié par l'Office et sera publié au début de 1983.

En 1982, l'Office a commencé une révision importante de toutes les questions de

réglementation financière des pipelines qui relèvent de sa compétence.

L'Office est en train de modifier ses méthodes de rajustement des droits afin de les rendre applicables pour la première fois à la Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. et à la Trans Mountain Inc. Avant cette modification, les méthodes ne s'appliquaient qu'à la société Pipeline Interprovincial Limitée et à la Cochin Pipe Lines Ltd. En vertu de ces méthodes, ces sociétés pipelinières pouvaient demander une révision des droits et tarifs pour tenir compte des modifications ordinaires de la capacité, de la base des taux et du coût du service sans passer par une audience publique, pourvu qu'il n'y ait aucune modification aux principes ou aux taux de rendement établis dans les motifs de décision antérieurs de l'Office. Au cours de l'année, cinq révisions de tarif ont été permises en vertu de ces procédures.

Les modifications apportées à la Loi sur l'Office national de l'énergie entrées en vigueur en juillet 1982 comportaient une disposition visant l'autorisation de droits provisoires, pouvant être emboursés. La première ordonnance de l'Office en vertu de cette disposition a été délivrée en septembre à propos des droits de la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

L'Office a commencé la modification de ses règles de pratique et de procédure afin d'y inclure les informations requises devant être déposées par:

a) une société d'oléoduc demandant une ordonnance établissant des droits et tarifs en vertu de la partie IV de la Loi et

b) une société de gazoduc ou d'oléoduc demandant l'autorisation de construire des installations en vertu de la partie III de la Loi.

Diverses autres exigences relatives au dépôt d'informations ont été révisées afin de les codifier si possible.

L'Office a tenu des discussions avec des représentants de l'industrie pipelinière afin d'explorer la possibilité de réduire la quantité d'informations dont le dépôt est exigé, particulièrement des petites sociétés pipelinières.

En juillet 1982, la Loi sur l'Administration du pétrole a été modifiée, notamment son nom qui est devenu Loi sur l'Administration de l'énergie. En vertu des dispositions de la Loi et de ses règlements d'application, l'Office continue d'être responsable de la vérification des exportations de pétrole et de produits pétroliers déclarées à l'Office. Cette responsabilité comprend la collecte des redevances prélevées sur ces exportations qui, en 1982, ont permis de verser environ 650 millions de dollars au Fonds du revenu consolidé.

A compter du 1er mai 1981, en vertu de la partie I de la Loi sur l'Administration de l'énergie, l'Office est devenu responsable de la collecte des redevances d'exportation s'appliquant aux carburants de soute d'aviation et de marine utilisés par les transporteurs étrangers et nationaux engagés dans le commerce international. Ces redevances ont cessé de s'appliquer aux carburants d'aviation en février 1982. L'Office a géré la collecte d'environ 100 millions de dollars de redevances de recouvrement en matière de carburant de marine en 1982.

QUESTIONS D'ORDRE JURIDIQUE

Comparutions devant la Commission sur les pratiques restrictives du commerce

La Commission sur les pratiques restrictives du commerce a invité l'Office à mettre à sa disposition un délégué pour donner des informations générales à l'intention de l'enquête de la Commission sur l'industrie pétrolière. Un haut fonctionnaire de l'Office a comparu devant la Commission pour parler du commerce international du pétrole. On s'attend à d'autres comparutions devant la Commission au cours de l'an prochain.

Questions en litige

CP AIR

La société Canadian Pacific Air Lines Limited a intenté un procès auprès de la Division de première instance de la Cour fédérale du Canada contre le Procureur général du Canada et l'Office en vue d'obtenir une déclaration à savoir que la Loi sur l'Office national de l'énergie n'exige pas que la consommation de carburant d'aviation pour les vols internationaux de CP Air fassent l'objet d'une licence en vertu de la Loi et que l'Office n'a aucune compétence pour délivrer des licences en ce qui concerne ce genre de combustible, ni pour établir des prix minima de vente de ce carburant à l'intention des fournisseurs de CP Air. La délivrance de licences pour l'exportation de ce type de carburant est en vigueur depuis mai 1981. Les conclusions de la défense ont été déposées auprès de la Cour. Cette cause devrait être entendue en 1983.

PROJET PILOTE DE L'ARCTIQUE INC.

En 1982, l'Office a été engagé dans les questions juridiques suivantes en ce qui concerne la requête de la PPA.

En octobre 1980, la société Projet pilote de l'Arctique Inc. a demandé à l'Office la délivrance d'une licence en vertu de la Partie VI de la Loi, relative à l'exportation de gaz naturel du Canada vers les États-Unis. Le Projet pilote de l'Arctique comprend la construction d'une canalisation de gaz naturel et d'une usine de liquéfaction dans l'île Melville dans l'Arctique, le transport du gaz naturel liquéfié («GNL») vers l'est du Canada et l'exportation de gaz naturel aux États-Unis d'Amérique. L'Office a également reçu une requête en date du 15 octobre 1980 de la TransCanada PipeLines Limited en vue de l'obtention d'un certificat en vertu de la Partie III de la Loi, pour la construction et l'exploitation d'un terminal de réception de GNL et d'installations de regazéification à Gros Cacouna (Québec)

ou à Pointe Melford, Détroit de Canso (Nouvelle-Écosse) et en vue d'obtenir des ordonnances en vertu de la partie IV de la Loi en ce qui concerne le transport, les droits et les tarifs.

Le 25 septembre 1981, l'Inuit Tapirisat du Canada ("ITC") et l'Association des Inuit de la région de Baffin ("BRIA") ont présenté une motion préliminaire demandant, entre autres, que la TransCanada soit obligée de choisir entre le site de Gros Cacouna (Québec) et celui de Pointe Melford (Nouvelle-Ecosse) pour son terminal. L'ITC et la BRIA ont demandé que cette motion soit entendue avant le commencement de l'audience publique portant sur le Projet pilote de l'Arctique. L'Office a tenu une audience préliminaire le 2 novembre 1981 pour entendre cette motion et les autres présentées.

Le 2 décembre 1981, l'ITC et la BRIA ont demandé à la Cour fédérale en vertu du paragraphe 18(1) de la Loi, le droit d'en appeler de la décision du 5 novembre 1981 qui rejetait la motion déposée par l'ITC/BRIA exigeant que la TransCanada choisisse pour son terminal le site de Gros Cacouna (Québec) ou celui de Pointe Melford (Nouvelle-Écosse). La requête a été débattue devant la Cour d'appel fédérale le 29 janvier 1982 et cette dernière a rejeté la requête.

DOME

En janvier 1980, l'Office a modifié deux certificats détenus par la Dome NGL Pipeline Limited et par la Cochin Pipe Line Limited autorisant la construction et l'exploitation de deux pipelines à haute pression de vapeur entre Sarnia et Windsor (Ontario). Certaines modifications aux certificats exigeaient que les sociétés améliorent leur pipeline en vertu des exigences de la Partie X du Règlement de l'Office sur les pipelines en ce qui concerne les pipelines à haute pression de vapeur. Les deux sociétés ont demandé la permission d'en appeler de la décision de l'Office en alléguant que l'Office appliquait le Règlement rétroactivement, aux deux pipelines. Le 12 février 1980, la Cour d'appel fédérale a accordé aux sociétés leur requête de droit d'appel. Quoique les appels soient toujours en suspens devant cette Cour, des discussions ont toujours lieu entre les avocats afin de régler cette question. Les derniers détails de cette décision devraient être au point dans un avenir rapproché.

LA SASKATCHEWAN POWER

La Saskatchewan Power Corporation et la Many Islands Pipe Lines Limited ont déposé en janvier et en février 1982 une requête conformément à l'article 17 de la Loi sur l'Office national de l'énergie afin d'obtenir une ordonnance de révision et d'annulation de quatre ordonnances délivrées par l'Office à la TransCanada PipeLines Limited en vertu de la partie IV de la Loi, car ces ordonnances prescrivaient à la TransCanada d'exiger des requérantes le prix indiqué à la frontière de l'Alberta précisé aux ordonnances et rejetaient le prix indiqué dans une entente conclue entre les requérantes et la TransCanada. Les requérantes ont maintenu que dans sa décision du 17 décembre 1981, la Cour suprême du Canada déclarait que l'Office n'avait pas la compétence voulue pour remplacer, dans son ordonnance TG-1-76, le prix établi en vertu du contrat par le prix imputé à la frontière de l'Alberta et que les ordonnances en question devraient donc être révisées et modifiées. En août 1982, l'Office a rejeté la requête de révision et les requérantes ont demandé la permission d'en appeler de la décision de l'Office. La Cour fédérale d'appel a accepté la requête d'appel des sociétés le 30 septembre 1982 et l'avis d'appel a été déposé le 1er octobre 1982.

La Saskatchewan Power Corporation et la Many Islands Pipe Lines Limited ont également déposé une requête en vertu de l'article 28 de la Loi sur la Cour fédérale afin de revoir la décision de l'Office rejetant la requête de révision et de variation des quatre ordonnances et de l'écarter.

A la suite de l'appel et de la requête en vertu de l'article 28, l'Office a communiqué par écrit avec les parties en question en soulignant que l'application du jugement de la Cour suprême du Canada prononcé le 17 décembre 1981 constituait l'un des points de l'appel mentionné ci-dessus. L'Office a de plus remarqué que le jugement de la Cour suprême du Canada n'avait pas été authentifié auprès de l'Office aux fins d'application et que plutôt que d'appliquer le jugement au moyen de l'article 17 (1) de la Loi sur l'Office national de l'énergie, il serait plus convenable de traiter l'application du jugement comme question administrative en vertu de l'article 53 de la Loi sur la Cour suprême. Sur réception de la réponse des appelants et de la TransCanada, l'Office a modifié l'ordonnance TG-1-76 et les trois autres ordonnances en question afin de faire disparaître la référence aux prix imputés à la frontière de l'Alberta en ce qui concerne le service dans la zone de vente de la Saskatchewan.

A la lumière de la modification apportée à ces ordonnances, l'Office attend une indication des appelants quant au statut de l'appel et de la requête en vertu de l'article 28.

LOIS ET RÈGLEMENTS

Les fonctions et les responsabilités de l'Office ont déjà été résumées dans le présent rapport. A cet égard, en 1982, les modifications suivantes ont été apportées aux lois et règlements pertinents:

MODIFICATIONS À LA LOI SUR L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le projet C-108 qui est une loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie a été promulgué le 23 juillet 1982. Les article 12 et 13 sur les lignes internationales de puissance et l'article 32 sur les lignes interprovinciales de puissance sont entrées en vigueur le 1er février 1983.

Les modifications à la Loi sur l'Office national de l'énergie étendent la compétence de l'Office en ce qui concerne les lignes internationales d'électricité, la répartition du pétrole et du gaz et redéfinissent sa compétence en matière de prix d'exportation du pétrole et du gaz. Les modifications précisent également l'aptitude de l'Office à délivrer des ordonnances, des certificats ou des licences assorties de conditions et l'autorisent à délivrer des ordonnances provisoires.

Le gouverneur en conseil est autorisé à étendre l'application de la Loi aux installations interprovinciales d'électricité qu'il désigne. Le gouverneur en conseil a également reçu l'autorité d'ordonner à l'Office d'assurer la supervision et le contrôle des mouvements du pétrole et du gaz à l'extérieur d'une province ou au large des côtes.

Les modifications renforcent les dispositions d'application de la Loi en vue de donner à l'Office l'aptitude d'enrayer les violations de la Loi en prévoyant des peines sévères lorsque les fautes sont commises par les directeurs des corporations. Le Procureur général du Canada est maintenant en mesure de poursuivre les sociétés de même que leurs dirigeants et leurs représentants. Des preuves constituant la responsabilité criminelle d'une société peuvent être obtenues à partir des actions de ces employés. La modification donnera également à un agent des douanes divers pouvoirs d'application en vertu de la Loi sur les douanes en ce qui concerne les exportations et les importations de pétrole et de gaz. Dans les cas de saisie de pétrole et de gaz, conformément aux dispositions de la Loi sur les douanes, la Loi permet d'en disposer immédiatement, conformément aux règlements approuvés par le gouverneur en conseil en vertu de l'article 85 de la Loi.

La modification relative aux nouveaux pouvoirs de l'Office de délivrer des ordonnances provisoires et des ordonnances assorties de conditions et de délivrer des certificats et des licences, comprend le pouvoir de prévoir dans une ordonnance, un certificat ou une licence que ce document ou une partie de ce dernier entrera en vigueur à un moment futur précis lorsque se produira tout évènement ou condition précisé ou lors du respect, à la satisfaction de l'Office, de certaines conditions précisées dans l'ordonnance, le certificat ou la licence. Cette modification comprend aussi le pouvoir de délivrer une ordonnance provisoire en attendant la disposition finale d'une question donnée. En d'autres mots, l'Office peut prévoir dans une ordonnance, un certificat ou une licence que ce document ne sera en vigueur que pour une durée précise ou jusqu'à ce qu'un évènement donné se soit produit.

Le pouvoir de délivrer des ordonnances provisoires permet à l'Office de prescrire, dans une ordonnance subséquente, qu'une société rembourse une partie de ses droits ou recouvre des montants dans les droits perçus par la suite en vertu du nouvel article 52.2.

Le Règlement sur l'Office national de l'énergie (partie VI)

Ce règlement a été modifié pour étendre les contrôles d'exportation à l'asphalte afin d'obtenir un moyen d'acquérir des données précises sur les volumes exportés et sur les prix, de même qu'un moyen de s'assurer du respect des exigences canadiennes avant l'exportation de l'asphalte.

Une autre modification à ce règlement a augmenté la limite d'exportation de puissance et d'énergie électriques que peut autoriser l'Office au moyen d'une ordonnance, mais sans avoir recours à une audience publique. Normalement, ces exportations sont requises pour les régions frontalières où les clients des Etats-Unis n'ont pas un accès direct à un service public américain.

Les autres modifications ont été faites à la suite de l'audience générale sur les exportations de gaz 1982.

La première permet à l'Office national de l'énergie d'autoriser par ordonnance, sans tenir d'audience publique, des exportations à court terme de gaz naturel pour une durée maximale de deux ans, pourvu que le total de ces autorisations ne dépassent pas en un an trois milliards de mètres cubes. Ces exportations seraient requises, soit pour remplacer des exportations autorisées par une licence à long terme mais qui n'ont pas été faites en raison de retards à la réglementation, soit en raison de délais dans la construction, soit pour permettre aux sociétés de profiter de nouvelles occasions de marché.

La deuxième modification, d'une part exige que les détentrices des licences de gaz déposent des exemplaires de toutes les modifications et de tous les amendements aux contrats et aux ententes de vente de gaz conclus entre les exportateurs et les importateurs et, d'autres part, interdit toute exportation de gaz en vertu de ces modifications et amendements avant que l'approbation de l'Office n'ait été obtenue.

Règlement sur les oléoducs

Le projet C-108 a modifié la définition du terme "gaz" dans la Loi sur l'ONE comme suit: "gaz désigne tout hydrocarbure ou mélange d'hydrocarbures à l'état gazeux à la température de 15° C et à la pression de 101,325 kPA, ..."

La définition de "pipeline à haute pression de vapeur" à l'article 2 de ce règlement a été modifiée, parce qu'en raison de la nouvelle définition de gaz du projet C-108, les hydrocarbures liquéfiés transportés par pipeline à haute pression de vapeur seraient classifiés en tant que gaz et ne seraient donc pas assujettis au Règlement sur les oléoducs.

Règlement sur les gazoducs

Cet amendement avait pour objet de redéfinir la définition de gazoduc et d'ajouter un nouvel article 4.1 "transport du gaz". Selon cet article, les hydrocarbures qui correspondent à la définition de gaz, mais qui sont à l'état liquide lors du transport, doivent être transportés dans des gazoducs conçus et construits conformément à la partie X du Règlement sur les oléoducs et non pas en vertu du Règlement sur les gazoducs.

Règlement sur la signification

La promulgation du projet de loi C-60 modifie les méthodes d'approbation du tracé détaillé des emprises pour la construction d'installations de transport d'énergie, relevant de la compétence fédérale et d'acquisition de terrains additionnels requis et pour la compensation relative à ces derniers. Le Règlement sur la substitution prévoit la signification autrement que de façon personnelle, d'un avis à un propriétaire foncier, selon les exigences de la Loi.

Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs

Ce Règlement a été modifié pour en rendre le texte conforme aux pratiques modernes de comptabilité et aux textes du Règlement uniforme de comptabilité pour les sociétés pipelinières.

Projet de conservation des dossiers

En 1981, le Conseil du Trésor a lancé un programme pour réduire et normaliser la période au cours de laquelle le secteur privé doit conserver divers types de dossiers. L'Office a modifié certains règlements en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie et de la Loi sur l'administration de l'énergie pour préciser la période pendant laquelle les sociétés doivent conserver certains dossiers et pour les rendre conformes aux projets de conservation des dossiers du Conseil du Trésor.

Les règlements suivants sont en voie d'être modifiés:

Règlement sur la conservation des dossiers des sociétés pipelinières
Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs
Règlement de normalisation de la comptabilité des pipelines
Règlement sur les gazoducs
Règlement sur les oléoducs
Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)
Règlement sur l'Administration de l'énergie (Partie III)

RÈGLEMENT SUR L'ADMINISTRATION DE L'ÉNERGIE

L'Office national de l'énergie est responsable de l'administration des dispositions des parties I, I.1 et III de la Loi sur l'Administration de l'énergie et il a fallu modifier les règlements suivants en 1982:

Règlement sur l'Administration de l'énergie (Partie I)

Ces modifications avaient pour but de changer le titre du règlement à la suite des modifications apportées à la Loi sur l'Administration du pétrole et aussi de mettre en place les méthodes administratives et financières permettant au gouvernement fédéral de partager avec les provinces productrices 50 pour cent de ses recettes provenant des redevances recueillies sur les exportations de pétrole.

Une autre modification à ce règlement prévoit que l'amende payable conformément à l'article 13.3 de la Loi sur l'Administration de l'énergie pour tout défaut de paiment de la redevance d'exportation de pétrole et de produits pétroliers sera d'un et demi pour cent du montant impayé pour chaque mois ou partie de mois que dure le défaut.

Une autre modification à ce règlement prévoit que l'amende payable conformément à l'article 13.3 de la Loi sur l'Administration de l'énergie pour tout défaut de paiment de la redevance d'exportation de pétrole et de produits pétroliers sera d'un pour cent du montant impayé pour chaque mois ou partie de mois que dure le défaut.

Le règlement sur la redevance de recouvrement en matière de carburant de soute

Ce règlement a été promulgué en vertu de la partie I.1 de la Loi afin:

a) de désigner des types particuliers de carburants comme étant destinés aux aéronefs;

b) d'établir l'information devant accompagner un remboursement et la forme de ce dernier;

c) d'exiger que les redevances de recouvrement en matière de carburant de soute soient expédiées à l'Office;

d) d'exiger qu'une personne qui désire demander un remboursement des redevances fasse parvenir une requête auprès de l'Office.

Le règlement sur les prix du gaz naturel, 1982

Ce règlement qui relève de la partie III de la Loi a été modifié un certain nombre de fois en 1982 pour tenir compte entre autres, de modifications aux prix payés pour la vente de gaz à l'extérieur de la province productrice consécutives aux modifications au «prix à la frontière albertaine» et au coût de transport approuvé par l'Office.

RÉFORME DE LA RÉGLEMENTATION

En 1982, trois importantes initiatives ont été prises dans le domaine de la réforme de la réglementation:

1. Afin de fournir au public un préavis des mesures réglementaires projetées et des informations sur le statut des procédures en cours, l'Office a commencé à publier un état des projets de réglementation. Le premier numéro a été distribué le 1er mars 1982 et, depuis, l'état est publié à chaque trimestre.

2. Afin de réduire les travaux d'écritures du secteur privé, on allégera les exigences de conservation des dossiers par les sociétés. La Loi sur l'Administration de l'énergie a déjà été modifiée à cette fin et divers règlements en vertu de cette Loi et de la Loi sur l'Office national de l'énergie sont en voie d'être modifiés.

3. Afin de simplifier et de clarifier les délibérations de l'Office, les règles de procédures ont été remaniées d'une façon importante. Au moment voulu, des exemplaires seront distribués au public afin d'obtenir des commentaires.

ÉTUDES ET RAPPORTS SPÉCIAUX

En raison des préoccupations croissantes relatives à l'augmentation des coûts de construction de pipelines et parce que les coûts réels dépassaient de façon importante les estimations fournies en preuve au cours des audiences publiques, l'Office a demandé à ses employés d'entreprendre une étude des coûts de construction du pipeline. L'étude comprenait une enquête sur les taux d'augmentation des diverses composantes des coûts de pipelines et leur cause, de même qu'une comparaison de l'expérience du Canada et des Etats-Unis. On croit que cette étude, publiée en juillet 1982 contribuera à améliorer la précision des estimations de coût des requêtes relatives aux installations, et permettra à l'Office de mieux évaluer les projets de construction des nouveaux pipelines. Le Ministre a maintenant constitué un groupe de travail pour déterminer les mesures à prendre par les diverses parties en question, y compris les entrepreneurs, les syndicats, les sociétés pipelinières, les organismes de réglementation afin de remédier aux augmentations de coûts ou de les réduire.

En novembre, en collaboration avec le Centre l'études des industries réglementées de l'Université McGill, l'Office a organisé à Montréal une conférence sur la "réglementation des pipelines en période d'inflation". Le thème principal de la conférence était le nivellement des tarifs. La conférence a réussi à faire prendre conscience aux participants des questions difficiles qu'il faut résoudre et à les inciter à essayer de trouver des solutions.

En septembre 1982, l'Office a présenté au Comité spécial du Sénat sur le pipeline du Nord un exposé sur le transport du pétrole et du gaz dans les régions pionnières. L'exposé donnait les grandes lignes des initiatives en vue d'améliorer l'efficacité des fonctions réglementaires de l'Office. L'exposé contenait ensuite des suggestions en vue d'autres améliorations aux méthodes plus générales de réglementation qu'entraîne l'autorisation de la construction d'importants projets énergétiques de même que le contrôle de la construction. Ces méthodes comportent également des rapports entre les rôles de l'Office et ceux des gouvernements provinciaux et territoriaux de même qu'entre les ministères du gouvernement fédéral. Les suggestions portaient sur les difficultés rencontrées et la nécessité de s'assurer que les méthodes de réglementation n'entravent pas indûment la mise en oeuvre de projets d'intérêt public.

ORGANIGRAMME DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

L'Office n'a fait l'objet d'aucun changement important en 1982. Pour l'exercice financier 1982-1983, le budget de l'Office s'élève à 21.2 million de dollars et le nombre d'années-personne à 447. L'Office offre ses services au public dans les deux langues officielles.

Directeur exécutif

Le directeur exécutif est chargé de l'administration quotidienne de l'Office, y compris l'acquisition et la répartition des ressources humaines et financières et la garantie de l'efficience et de l'efficacité des activités et des opérations de l'Office. Le directeur des Projets et de la Planification est chargé de renforcer l'efficacité de l'apport du personnel en particulier en ce qui concerne les audiences publiques. Il est aussi chargé de la planification et de la coordination du travail des équipes de personnel pour faire face aux exigences des comités permanents.

Directeur général des études énergétiques

Le directeur général des études énergétiques est chargé d'assurer la coordination efficace et la synthèse de toutes les questions se rapportant à l'offre et à la demande d'énergie, aux excédents d'énergie, de diriger des études énergétiques importantes et de grande portée qui mettent en jeu une vaste gamme de disciplines, de traiter les demandes déposées en vertu de la partie II sur l'offre, la demande et l'excédent d'énergie ainsi que d'assurer l'intégration de l'information et des systèmes de traitement et des services pour l'Office.

Bureau du Secrétaire

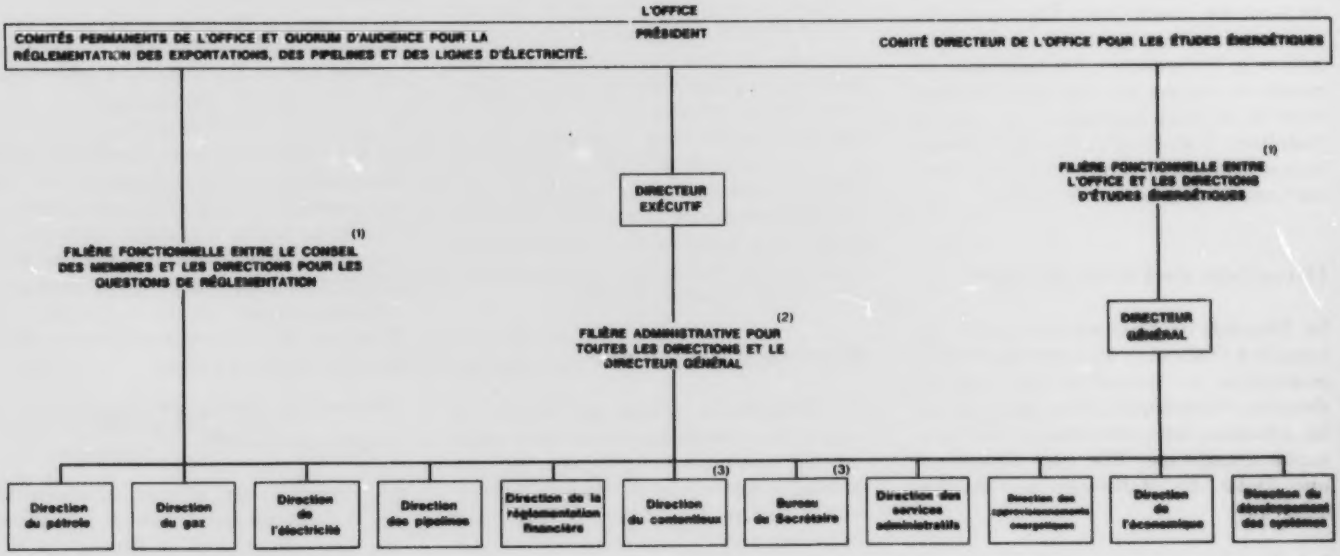
Le Bureau du Secrétaire assure la coordination et le controle administratifs de toutes les questions amenées officiellement devant l'Office ou les comités permanents de l'Office; il fournit et garde des ordres du jour, des procès-verbaux, des documents statutaires et d'autres dossiers officiels de l'Office; il reçoit et publie toutes les communications de l'Office et se charge de lui fournir un service de relations publiques, un centre d'information bibliothécaire et des installations de dessin industriel et d'arts graphiques.

Direction des approvisionnements énergétiques

La Direction des approvisionnements énergétiques est chargée de conseiller l'Office sur les questions d'exploration, de forage et de production de pétrole et de gaz. Elle fournit aussi les tendances prévisionnelles de l'approvisionnement de pétrole et de gaz à partir des sources classiques, des sables bitumineux et des sour-

ORGANIGRAMME

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE



(1) Fonctionnelle signifie qui se rapporte aux activités qui ont des rapports primaires avec les attributions statutaires de l'Office.

(2) Administratif se rapporte aux activités qui portent surtout sur la gestion du personnel de l'Office et sur la prestation de ressources humaines et financières.

(3) Le Secrétaire et l'avocat général exécutent des fonctions presque juridiques et ils relèvent directement du Président pour certaines questions.

ces synthétiques. De façon indépendante, elle calcule les réserves et la capacité de pétrole. Le bureau de Calgary de la Direction des approvisionnements énergétiques se charge du calcul réel, gisement par gisement, des réserves de gaz et de pétrole.

Direction du contentieux

La Direction du contentieux est chargée de conseiller l'Office sur ses pouvoirs et l'application juridique de ceux-ci aux industries énergétiques canadiennes relevant de la compétence de l'Office, y compris la répercussion possible de l'application de tels pouvoirs.

Direction du développement des systèmes

La Direction du développement des systèmes est chargée des services de système d'informatique et du soutien en matière de traitement des données auprès de l'Office, y compris les services de conseils sur l'exploitation des ordinateurs, la gestion des données, la conception et la mise au point des programmes. Elle fournit des services consultatifs pour assurer la disponibilité et l'introduction des techniques de pointe en matière de traitement des données et de leurs applications et pour la fourniture de matériel et de logiciel d'ordinateur suffisant et correspondant à l'environnement opérationnel de l'Office.

Direction de l'économique

La Direction de l'économique fournit des conseils à l'Office sur les questions d'ordre économique et socio-économique sur la demande énergétique à long terme et sur les prévisions macroéconomiques de l'économie canadienne. Elle gère également une Unité de statistique en matière d'énergie.

La direction prépare des analyses de l'incidence des projets énergétiques proposés sur l'économie canadienne, dans les régions et sur les avantages économiques nets pour les Canadiens. Elle étudie également les répercussions socio-économiques de tels projets et évalue le degré de participation des Canadiens à un projet pipelinier ("canadianisation").

Direction de l'électricité

La Direction de l'électricité est chargée de l'octroi des licences d'exportation d'électricité et des certificats relatifs aux lignes internationales de transport d'électricité et de la surveillance réglementaire. Cette direction prépare également des prévisions de l'offre et de la demande en électricité pour les utiliser dans le cadre de requêtes en matière d'électricité ou autres, elle surveille étroitement la situation du marché américain et donne des conseils à l'Office sur les questions se rapportant à la production, au transport, à la vente et à l'échange d'électricité relevant de la compétence du gouvernement fédéral.

Direction du gaz

La Direction du gaz est le point central de toutes les activités de réglementation relatives au gaz et aux produits du gaz conformément à la partie VI de la Loi sur l'ONE et de la surveillance et du contrôle de toutes les questions associées aux obligations de l'Office dans le cadre de l'administration de l'établissement des prix du gaz canadien en vertu de la partie III de la Loi sur l'administration de l'énergie. La direction joue également un rôle de soutien dans toutes les activités de réglementation qui se rapportent au gaz et aux produits du gaz, conformément aux parties II, III et IV de la Loi sur l'ONE.

Direction du pétrole

La Direction du pétrole est chargée de fournir des conseils dans le domaine général des questions énergétiques liées au pétrole, y compris les redevances d'exportation, l'octroi des licences d'exportation de pétrole brut et de produits pétroliers, le contrôle des échanges internationaux de pétrole, la répartition de pétrole brut canadien et la question des marchés, du traitement et de la distribution du pétrole et l'équilibre à court terme de l'offre et de la demande pour les charges d'alimentation et les produits pétroliers. Toutes ces questions sont prévues aux parties I et II de la Loi sur l'administration de l'énergie et des parties II, IV et VI de la Loi sur l'ONE.

Direction des pipelines

La Direction des pipelines est principalement chargée des questions relatives aux certificats délivrés pour des pipelines en vertu de la partie III de la Loi sur l'ONE et constitue la principale source de conseils de l'Office sur les coûts en capital et de fonctionnement ainsi que sur les questions d'ingénierie, de sécurité, d'emprise et d'environnement conformément aux responsabilités de l'Office en vertu des parties II, IV, V et VI de la Loi sur l'ONE et en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord, en ce qui concerne les pipelines.

Direction de la réglementation financière

La Direction de la réglementation financière est principalement chargée des taux, droits et tarifs en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONE et de la partie II de la Loi sur le pipe-line du Nord; elle est chargée de donner des conseils d'ordre financier dans le cadre des parties II, III et VI de la Loi sur l'ONE et de l'administration de la collecte et de la vérification des redevances d'exportation de pétrole et des frais de transport se rapportant aux parties II et III de la Loi sur l'administration de l'énergie. Elle est également chargée de la vérification des comptes des sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office et de la surveillance du rendement économique des pipelines.

Direction des services administratifs

La Direction des services administratifs est chargée de coordonner et d'administrer des politiques et de fournir des conseils et des services dans les secteurs des finances, du personnel, de l'administration générale des langues officielles et de la sécurité.

BUREAU DU DIRECTEUR EXÉCUTIF

R. St.-G. Stephens	Directeur exécutif
J.S. Klenavic	Directeur des projets et de la planification

ÉTUDES ÉNERGÉTIQUES

K.W. Vollman	Directeur général

BUREAU DU SECRÉTAIRE

G. Yorke Slader	Secrétaire
I. Melzer	Secrétaire adjoint intérimaire[1]

DIRECTION DES APPROVISIONNEMENTS ÉNERGÉTIQUES

W.A. Hiles	Directeur
(Poste vacant)	Directeur adjoint (Géologie et réserves)
K. Poole	Directeur adjoint (Approvisionnements en gaz)
G.C. Hos	Directeur adjoint (Pétrole et autres sources d'énergie)

DIRECTION DU CONTENTIEUX

F.H. Lamar, c.r.	Premier avocat-conseil
H. Wetston	Avocat-conseil adjoint

DIRECTION DU DÉVELOPPEMENT DES SYSTÈMES

D. Emmens	Directeur
K.E. Begley	Directeur adjoint (Systèmes et exploitation)
K.S. Song	Directeur adjoint (Planification et base des données)

DIRECTION DE L'ÉCONOMIQUE

P.L. Miles	Directeur
(Poste vacant)	Directeur adjoint (Prévisions macro-économiques)
L.B. Harsanyi	Directeur adjoint intérimaire (Prévisions de la demande)
G.H. Shaw	Directeur adjoint (Planification et coordination)

DIRECTION DE L'ÉLECTRICITÉ

E.S. Bell	Directeur
A.N. Karas	Directeur adjoint (Planification)
T. Olszewski	Directeur adjoint (Opérations)

DIRECTION DU GAZ

S.R. Ironstone	Directeur
A.L. Browne	Directeur adjoint (Industrie du gaz et analyse des marchés)
R.S. Green	Directeur adjoint (Réglementation du gaz et licences)

1. Nommé le 10 janvier 1983.

DIRECTION DU PÉTROLE

P.G. Scotchmer	Directeur
B.P. Leakey	Directeur adjoint (Évaluations)
R.B. Stevens	Directeur adjoint (Opérations)

DIRECTION DES PIPELINES

T.S. Shwed	Directeur
R.E. Jackson, Jr.	Directeur adjoint intérimaire (génie)
P.A. Carr	Directeur adjoint intérimaire (Environnement et emprises)
E.L.M. Gordon	Directeur adjoint intérimaire (Construction et opérations)

DIRECTION DE LA RÉGLEMENTATION FINANCIÈRE

G.S. Johnson	Directeur intérimaire[1]
M. Yeates	Directeur adjoint (Recherche et études particulières)
A. Brown	Directeur adjoint intérimaire (Gaz)[2]
P.A. Martinson	Directeur adjoint intérimaire (Pétrole)
J.W. Bigelow	Vérificateur en chef (Pipe-line du Nord)

DIRECTION DES SERVICES ADMINISTRATIFS

S.H. Goldstein	Directeur
N. Grace	Directeur adjoint (Administration)
M.J. McNamara	Directeur adjoint (Finances)
J.L. Thompson	Directeur adjoint (Personnel)

[1] Nommé le 17 janvier 1983.
[2] Nommé le 24 janvier 1983.

ANNEXES

Gaz naturel et produits dérivés		**Page**
G-I	Certificats de commodité et de nécessité publiques délivrés en 1982 pour les gazoducs.	56
G-II	Ordonnances relatives à des nouvelles installations de gazoducs délivrées en 1982—classes B et C.	57
G-III	Nouvelles licences et ordonnances d'exportation de gaz naturel, d'éthane, d'éthylène, de propane et de butanes délivrées en 1982.	59
G-IV	Licences et ordonnances d'exportation de gaz naturel, de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vigueur au 31 décembre 1982.	62
G-V	Exportations de gaz naturel.	72
G-VI	Nouvelles licences et ordonnances d'importation de gaz naturel délivrées en 1982.	75
G-VII	Licences et ordonnances d'importation de gaz naturel, d'éthane, et d'éthylène en vigueur au 31 décembre 1982.	75
G-VIII	Importations de gaz naturel.	79
G-IX	Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances à long terme—1982.	80
G-X	Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances à long terme—1982.	83
G-XI	Exportations nettes de propane et de butanes.	85
Pétrole et produits pétroliers		
O-I	Certificats de commodité et de nécessité publiques délivrés en 1982 pour des oléoducs.	87
O-II	Ordonnances délivrées en 1980 pour de nouvelles installations d'oléoducs—classes B et C.	87
O-III	Exportations de pétrole brut et d'équivalents vers les États-Unis 1982 et 1981.	89
O-IV	Redevances d'exportation sur le pétrole brut et les produits pétroliers raffinés—1982.	89
O-V	Échanges de pétrole brut et d'équivalents avec les États-Unis en 1982 via les réseaux du milieu du continent.	90
O-VI	Expéditions au titre d'échange—Est du Canada—1982.	90
O-VII	Exportations de produits pétroliers autorisés par des licences et importations de pétrole lourd—1982.	91
O-VIII	Exportations autorisées de carburants de soute d'aviation et de marine pour le transport international.	91

Puissance électrique et énergie

E-I	Certificats de commodité et de nécessité publiques délivrés en 1982, en vertu de l'article 44, relatifs à des lignes internationales de transport d'électricité.	92
E-II	Ordonnances relatives à des lignes internationales de transport d'électricité délivrées en 1982.	93
E-III	Licences d'exportation de puissance et d'énergie électrique délivrées en vertu de l'article 82 en 1982.	96
E-IV	Ordonnances d'exportation de puissance et d'énergie électrique délivrées en 1982.	97
E-V	Exportations d'énergie électrique—année civile 1982.	99
E-VI	Énergie électrique—total des approvisionnements canadiens et commerce avec les États-Unis en 1982.	101

Sommaire

S-I	Nombre total de certificats, de licences, de permis, d'ordonnances et d'autorisations délivrés par l'Office entre 1959 et 1982.	102

G-I

CERTIFICATS DE COMMODITÉ ET DE NÉCESSITÉ PUBLIQUES DÉLIVRÉS EN 1982 POUR LES GAZODUCS

REQUÉRANTE	INSTALLATIONS	COÛT ESTIMATIF	DATE DE L'AUDIENCE	DATE DE DÉLIVRANCE	CERTIFICAT
TransCanada PipeLines Limited	Environ 426 km de canalisation de 914 mm de diamètre extérieur (D.E.) de North Bay à Morrisburg (Ontario)	408 000 000 $	20-23 oct. 1981 et 16-21 nov. 1981	15 jan. 1982	GC-69
Trans Canada Pipelines Limited	Environ 186 km de doublement de 1219 mm D.E. dans la Saskatchewan et au Manitoba	218 000 000 $	16-17 fév. 1982	18 mai 1982	GC-70

G-II

ORDONNANCES RELATIVES À DE NOUVELLES INSTALLATIONS DE GAZODUC DÉLIVRÉES EN 1982—CONSTRUCTION DE CLASSE «B»

REQUÉRANTE	INSTALLATIONS	COÛT ESTIMATIF	DATE DE DÉLIVRANCE	ORDONNANCE
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.	Sept piquages de vente de 26,7 mm D.E. (Saskatchewan)	Aucun coût signalé	16 juil. 1982	XG-6-82
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.	Le prolongement de vingt tronçons de canalisation de 26,7 mm D.E. (Saskatchewan)	Aucun coût signalé	16 juil. 1982	XG-7-82
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.	Le prolongement d'un tronçon de canalisation de 60,3 mm D.E. (Saskatchewan)	Aucun coût signalé	16 juil. 1982	XG-8-82
Minell Pipeline Ltd.	Station odorante automatique (Saskatchewan)	11 700 $	11 juin 1982	XG-3-82
Minell Pipeline Ltd.	Piquage de ventes (Manitoba)	2 300 $	17 juin 1982	XG-4-82
Peace River Transmission Company Limited	Station de comptage de Dawson Creek (Colombie-Britannique)	24 215 $	24 nov. 1982	XG-19-82
TransCanada PipeLines Limited	Piquage de ventes à Lowther (Ontario)	103 900 $	7 avril 1982	XG-2-82
TransCanada PipeLines Limited	Station de comptage de vérification de St-Lazare (Québec	2 837 000 $	8 sept. 1982	XG-11-82
TransCanada PipeLines Limited	Installation au point de livraison de Ramore (Ontario)	15 000 $	29 sept. 1982	XG-14-82
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	Embranchement latéral d'environ 8,6 km jusqu'à Trois-Rivières-Ouest (Québec)	2 419 500 $	21 juin 1982	XG-5-82
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	Embranchement latéral d'environ 14,2 km jusqu'à Joliette (Québec)	5 242 400 $	13 août 1982	XG-9-82
Westcoast Transmission Company Limited	Remplacement de 27,4 km de canalisation de 508 mm D.E. et 610 mm D.E. du gazoduc Grizzly	22 032 000 $	26 mars 1982	XG-1-82
Westcoast Transmission Company Limited	Station de comptage de Dawson Creek (Colombie-Britannique)	31 000 $	13 août 1982	XG-10-82
Westcoast Transmission Company Limited	Station de comptage de Kersley (Colombie-Britannique)	76 100 $	15 sept. 1982	XG-12-82
Westcoast Transmission Company Limited	Station de comptage d'Azouzetta (Colombie-Britannique)	50 100 $	15 sept. 1982	XG-13-82
Westcoast Transmission Company Limited	Station de comptage de Petrosul (Colombie-Britannique)	37 600 $	20 oct. 1982	XG-15-82
Westcoast Transmission Company Limited	Station de comptage de Goodlow (Colombie-Britannique)	54 700 $	20 oct. 1982	XG-16-82
Westcoast Transmission Company Limited	Station de comptage de Baldonnel (Colombie-Britannique)	70 500 $	20 oct. 1982	XG-17-82
Westcoast Transmission Company Limited	Station de comptage de South Taylor (Colombie-Britannique)	58 000 $	20 oct. 1982	XG-18-82
Westcoast Transmission Company Limited	Station de comptage de David Minerals (Colombie-Britannique)	50 000 $	8 déc. 1982	XG-20-82

G-II

ORDONNANCES RELATIVE À DE NOUVELLES INSTALLATIONS DE GAZODUC DÉLIVRÉES EN 1982 — CONSTRUCTION DE CLASSE «C»

REQUÉRANTE	INSTALLATIONS	COÛT ESTIMATIF	DATE DE DÉLIVRANCE	ORDONNANCE
Alberta Natural Gas Company Ltd.	Total	957 820 $		
	Ajouts à la station de compression, ajouts à la station de comptage, matériel de travail, etc.	658 000 $	17 fév. 1982	XGM-3-82
	Construction de l'atelier de soudage	89 500 $	3 mars 1982	XGM-4-82
	Ajouts à la station de comptage Kingsgate	210 320 $	8 déc. 1982	XGM-19-82
ICG Transmission Holdings Ltd.	Total	27 740 $		
	Remplacement de la canalisation, mise à jour du circuit d'alarme de pression et amélioration du site de la station	25 740 $	30 avril 1982	XGM-9-82
	Déplacement de la soupape de détente et prolongement de la canalisation d'évent	2 000 $	8 sep. 1982	XGM-13-82
TransCanada PipeLines Limited	Total	41 167 000 $		
	Réparation de canalisation, vannes de raccordement, remplacement de l'inhibiteur de corrosion, etc.	1 000 000 $	10 fév. 1982	XGM-2-82
	Remplacements de canalisations et diverses modifications de la station	11 382 000 $	3 mars 1982	XGM-5-82
	Unités de 3 MW, démarreurs de l'électroturbine, remplacements de canalisation, etc.	1 000 000 $	17 mars 1982	XGM-6-82
	Mesures de redressement pour la protection de la canalisation, les groupes électrogènes de réserve et les électroturbines	14 137 000 $	15 avril 1982	XGM-8-82
	Remplacements de canalisation, modification de la station de compression et modification de la station de comptage	13 647 000 $	19 mai 1982	XGM-10-82
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	Vanne de St. Lazare	70 497 $	8 déc. 1982	XGM-18-82
Westcoast Transmission Company Limited	Total	42 682 700 $		
	Réparation de canalisations brisées etc.	827 200 $	6 jan. 1982	XGM-1-82
	Imprévus	1 000 000 $	7 avril 1982	XGM-7-82
	Croisements de route, piquage de soutien, matériel lourd de travail, etc.	2 041 000 $	19 mai 1982	XGM-11-82

G-II (suite)

ORDONNANCES RELATIVES À DES NOUVELLES INSTALLATIONS DE GAZODUCS DÉLIVRÉES EN 1982 — CONSTRUCTION DE CLASSE «C»

REQUÉRANTE	INSTALLATIONS	COÛT ESTIMATIF	DATE DE DÉLIVRANCE	ORDONNANCE
	Améliorations de la station de compression, de l'installation de traitement et de soufre, amélioration de la station de comptage, remplacement de canalisation, matériel de transport, etc.	24 091 000 $	16 juil. 1982	XGM-12-82
	Amélioration à la canalisation, aux installations de traitement et de soufre et aux stations de compression et de comptage	7 176 200 $	29 sep. 1982	XGM-14-82
	Opérateurs de canalisation brisées à Stewart Creek	66 000 $	20 oct. 1982	XGM-15-82
	Améliorations de canalisation, améliorations d'installations de traitement et de soufre, ajouts aux stations de compression et de comptage, etc.	4 579 300 $	3 nov. 1982	XMG-16-82
	Amélioration de canalisation, amélioration des installations de traitement de soufre, ajouts aux stations de compression et de comptage, etc.	2 902 000 $	1 déc. 1982	XGM-17-82

G-III

NOUVELLES LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, D'ÉTHANE, D'ÉTHYLÈNE, DE PROPANE ET DE BUTANES DÉLIVRÉES EN 1982

CATÉGORIE D'ORDONNANCE	DÉTENTRICES	ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE L'ORDONNANCE		MAXIMUM
				DU	AU	
Nouvelles ordonnances d'exportation d'éthylène	1. Esso Chemical Canada	EYL-1-82	Fort Erie (Ont.)	82-04-01	83-03-31	3 500 000 kilogrammes
	2. Petrosar Limited	EYL-2-82	Sarnia (Ont.)	82-11-09	83-03-31	9 071 850 kilogrammes
Nouvelles ordonnances d'exportation de propane	1. Dome Petroleum Limited	EPR-927-82	Sarnia (Ont.)	82-11-23	83-02-28	23 810 m^3 importé par la Dome pour le retraitement.
Nouvelles ordonnances d'exportation de propane	1. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82	Gretna (Man.)	82-07-01	92-06-30	Aucun volume maximal d'exportation aussi longtemps que les mêmes butanes sont importés dans les 30 jours.
	2. Dome Petroleum Limited	EBU-927-82	Sarnia (Ont.)	82-09-21	82-12-31	7 950 m^3 importés par la Dome pour le retraitement.

G-III (suite)

NOUVELLES LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, D'ÉTHANE, D'ÉTHYLÈNE, DE PROPANE ET DE BUTANES DÉLIVRÉES EN 1982

CATÉGORIE D'ORDONNANCE	DÉTENTRICES	ORDONNANCE	DATE DE DÉLIVRANCE	REMARQUE
Ordonnances modifiant les licences existantes d'exportation de gaz naturel	1. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-19-GL-5	82-07-12	Modification établissant Emerson (Manitoba) et Niagara Falls (Ontario) comme points d'exportation supplémentaires.
	2. Niagara Gas Transmission Limited	AO-27-GL-6	82-05-21	Modification établissant que le prix devant être reçu pour le gaz exporté à titre de gaz en service de pointe, y compris tous les coûts d'acheminement à la frontière internationale, comprendra la somme de: a) le prix prescrit dans le règlement 1981 sur les prix du gaz naturel pour le gaz vendu à titre de gaz de service de pointe et b) le coût d'acheminement du gaz par le réseau de la Niagara Gas Transmission Limited entre Cornwall et la frontière internationale est calculé conformément au contrat, en date du 1er mars 1982, souscrit entre la Niagara Gas Transmission Limited et la St. Lawrence Gas Company Inc.
	3. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-17-GL-17	82-01-21	Modification établissant Emerson (Manitoba) et Niagara Falls (Ontario) comme points d'exportation supplémentaires durant la période se terminant le 31 octobre 1985. Les exportations par ces points se feront sur une base interruptible.
	4. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-18-GL-17	82-07-12	Voir 1.
	5. TransCanada PipeLines Limited	AO-19-GL-19	82-02-18	Modification qui augmente la limite quotidienne de volumes des exportations durant la période du 82-11-01 au 83-04-15. Cette modification altère la modalité 5 de la licence traitant du prix devant être exigé pour le gaz exporté comme gaz de service de pointe.
	6. TransCanada PipeLines Limited	AO-20-GL-19	82-04-20	Modification qui augmente la limite quotidienne des volumes d'exportation tels que stipulés dans la modalité 2 de la licence. Cette modification altère aussi la modalité 5 de la licence traitant du prix devant être exigé pour le gaz exporté comme gaz de service de pointe.
	7. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-20-GL-25	82-07-12	Voir 1.
	8. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-15-GL-36	82-01-21	Voir 3.
	9. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-16-GL-36	82-08-09	Modification qui supprime Emerson (Manitoba) et Niagara Falls (Ontario) comme points d'exportation autorisés.
	10. Westcoast Transmission Company Limited	AO-25-GL-41	82-04-20	Modification qui augmente la limite quotidienne des volumes d'exportation et ajoute à Monchy (Saskatchewan) comme point d'exportation.

G-III (suite)

NOUVELLES LICENDES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, D'ÉTHANE, D'ÉTHYLÈNE, DE PROPANE ET DE BUTANES DÉLIVRÉES EN 1982

CATÉGORIE D'ORDONNANCE	DÉTENTRICES	ORDONNANCE	DATE DE DÉLIVRANCE	REMARQUE
Ordonnances modifiant les licences existantes d'exportation de gaz naturel	11. TransCanada Pipelines Limited	AO-20-GL-43	81-11-26	Modification qui consolide les éléments gaz de combustible des licences d'exportation GL-20 et GL-37 qui sont utilisés dans l'acheminement du gaz jusqu'à l'est du Canada par la Great Lakes Transmission Company en vertu de l'unique licence d'exportation GL-43.
	12. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-3-GL-52	82-01-21	Voir 3.
	13. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-4-GL-52	82-08-09	Voir 9.
	14. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-3-GL-53	82-07-12	Voir 1.
	15. Columbia Gas Development of Canada Ltd.	AO-4-GL-54	82-04-20	Modification établissant Monchy (Saskatchewan) comme point d'exportation supplémentaire durant la période de 82-11-01 au 87-10-31.
	16. Sulpetro Limited	AO-6-GL-57	82-07-29	Modification qui prévoit une augmentation minimale des quantités quotidiennes, annuelles et globales de gaz qui peuvent être exportées et rendues nécessaires par l'écart entre la conversion des unités impériales demandées dans la requête du 13 juin 1978 de la Sulpetro et les unités SI autorisées aux termes de la licence.
	17. Consolidated Natural Gas Limited	AO-5-GL-61	82-07-29	Modification qui augmente la limite quotidienne des volumes d'exportation à Emerson (Manitoba) et Monchy (Saskatchewan) durant la période du 82-11-01 au 83-10-31.
Ordonnances modifiant les licences existantes d'exportation d'éthane	1. Dome Petroleum Limited	AO-5-GL-47	81-12-23	Modification établissant que le prix devant être exigé pour l'éthane exporté ne soit pas inférieur au prix déterminé conformément à l'entente en date de 73-01-08 conclue entre la Dome Petroleum Limited et la Columbia LNG Corporation telle que modifiée par une entente en date de 81-11-19.
	2. Dome Petroleum Limited	AO-1-GL-51	81-12-23	Voir 1.
Ordonnance modifiant la licence existante d'exportation d'éthylène	1. Esso Chemical	AO-1-EYL-1-82	82-04-20	Modification établissant que le prix devant être exigé pour l'éthylène exporté ne soit pas inférieur au prix de l'éthylène à la côte du golfe des États-Unis plus 4,4 cents américains le kilo, FAB Sarnia (Ontario), moins un rabais de revente de 5 pour cent converti en devises canadiennes.
Ordonnance modifiant la licence existante d'exportation de propane	1. Dome Petroleum Limited	AO-5-GL-46	82-06-03	Modification qui augmente le volume de propane importé qui peut être réexporté durant la période de 82-04-01 au 84-03-31.
Ordonnance modifiant la licence existante d'exportation de butane	1. NGL Supply Limited	AO-2-EPR-926-81	82-02-22	Modification qui prolonge la période de l'ordonnance jusqu'au 82-03-31 et ajoute Stanstead (Québec) comme point d'exportation.

G-IV

LICENCES ET ORDONNANCES COURANTES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE, ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1982

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		MAXIMUM		
			DE	À	QUOTIDIEN 10^3 m^3	ANNUEL 10^6 m^3	GLOBAL 10^6 m^3
GAZ NATUREL							
1. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-3 (AO-16)	Kingsgate (Colombie-Britannique)	61-10-31 86-10-30	86-10-30 87-10-31	12 995,4 3 248,9	4 341,8 1 085,5	109 467,8
2. Westcoast Transmission Company Limited	GL-4 (AO-17)	Kingsgate (Colombie-Britannique)	61-12-10 81-12-10 82-11-01 84-11-01 85-11-01 86-11-01	81-12-09 82-10-31 84-10-31 85-10-31 86-10-31 87-10-31	4 305,8 4 305,8 4 305,8 3 229,4 2 152,9 1 076,5	1 444,7 1 300,0 1 444,7 1 083,5 722,4 361,2	35 250,9
3. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-5 (AO-19)	Cardston (Alberta) Emerson (Manitoba) Niagara Falls (Ontario) Aden (Alberta)	61-10-31[g] 86-10-31 76-05-11	86-10-30 87-10-31 79-12-31	1 019,8 255,0 [a]	310,2 77,6 [a]	7 832,3
4. Niagara Gas Transmission Limited	GL-6 (AO-27)	Cornwall (Ontario)	62-09-07 70-12-23 76-11-01	87-06-30 71-12-31 77-10-31	849,8 849,8 849,8	184,1 189,8 170,0	3 433,0
5. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-16 (AO-13)	Kingsgate (Colombie-Britannique)	66-11-01 67-11-01	67-10-31 89-10-31	3 204,6 6 409,2	1 059,9 2 119,8	45 721,1
6. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-17 (AO-18)	Cardston (Alberta) Emerson (Manitoba) Niagara Falls (Ontario) Aden (Alberta)	66-11-01 67-11-01[g] 76-05-11	67-10-31 89-10-31 79-12-31	339,9 679,9 [a]	103,4 206,8 [a]	
7. TransCanada PipeLines Limited	GL-18 (AO-26)	Emerson (Manitoba) & Niagara Falls (Ontario)	65-11-01 66-11-01	66-10-31 89-10-31	708,2 4 277,5[c]	226,6[b] 1 481,5	33 993,4
8. TransCanada PipeLines Limited	GL-19 (AO-20)	Philipsburg (Québec)	65-11-01 82-11-01 83-11-01 84-11-01 85-11-01 86-11-01	82-10-31 83-10-31 84-10-31 85-10-31 86-10-31 89-10-31	600,6 634,5 657,2 679,9 702,5 725,2	184,1 184,1 184,1 184,1 184,1 184,1	3 059,4
9. TransCanada PipeLines Limited	GL-20 (AO-26)	Emerson (Manitoba)	67-11-01	91-10-31	2 662,8[c]	909,3	21 670,8
10. TransCanada PipeLines Limited	GL-21 (AO-7)[e]	Emerson (Manitoba)	68-11-05	91-10-31	N/S	7 019,1	169 967,0
11. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-24 (AO-15)	Kingsgate (Colombie-Britannique)	68-11-01 69-11-01 91-11-01	69-10-31 91-10-31 93-10-31	3 427,7 6 685,4 3 835,6	1 102,0 2 206,7 1 263,4	52 177,0

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES COURANTES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE, ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1982

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		MAXIMUM		
			DE	À	QUOTIDIEN 10^3 m^3	ANNUEL 10^6 m^3	GLOBAL 10^6 m^3
GAZ NATUREL							
12. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-25 (AO-20)	Cardston (Alberta)	68-11-01	69-10-31	339,9	103,4	
		Emerson (Manitoba)	69-11-01[g]	91-10-31	679,9	206,8	
		Niagara Falls (Ontario)	91-11-01	93-10-31	390,9	119,0	
		Aden (Alberta)	73-03-27[f]	74-05-14	2 817,5	563,5	
			74-05-14	75-05-14	2 817,5	563,5	
			75-05-14	76-05-14	2 817,5	283,3	
			76-05-14	77-05-14	1 408,7	141,6	4 890,8
			76-05-11	79-12-31	[a]	[a]	
13. ICG Transmission Holdings Limited	GL-28 (AO-15)	Sprague (Manitoba)	70-11-01	95-10-31	80,3	9,5	229,0
14. ICG Transmission Holdings Limited	GL-29 (AO-16)	Fort Frances (Ontario)	70-11-01	95-10-31	915,6	218,5	5 462,2
15. ICG Transmission Holdings Limited	GL-30 (AO-3)[h]	Sprague (Manitoba)	70-11-01	95-10-31	1 321,8	344,0	8 498,1
16. Alberta and Southern Gas Co. Ltd.	GL-35 (AO-13)	Kingsgate (Colombie Britannique)	70-11-01	85-10-31	5 807,2	1 912,1	
			85-11-01	86-10-31	2 903,6	956,1	
			86-11-01	87-10-31	1 451,8	478,1	30 116,1
17. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-36 (AO-16)	Cardston (Alberta)	70-11-01	85-10-31	339,9	103,4	
			85-11-01	86-10-31	170,0	51,7	
			86-11-01	87-10-31	85,0	25,9	1 628,5
		Aden (Alberta)	76-05-11	79-12-31	[a]	[a]	
		Emerson (Manitoba) & Niagara Falls (Ontario)	82-03-04	82-10-31	[g]	[g]	
18. TransCanada PipeLines Limited	GL-37 (AO-21)	Emerson (Manitoba)	70-11-01	90-10-31	5 546,6[c]	2 030,1	40 601,0
19. TransCanada PipeLines Limited	GL-38 (AO-13)	Emerson (Manitoba)	70-11-01	90-10-31	1 416,4	518,4	10 368,0
20. TransCanada PipeLines Limited	GL-39 (AO-13)	Emerson (Manitoba)	70-11-01	90-10-31	204,0	74,6	1 493,0
21. Westcoast Transmission Company Limited	GL-41 (AO-25)	Huntingdon (Colombie-Britannique)	71-11-01	72-10-31	20 773,9	7 223,1	
			72-11-01	80-10-31	22 922,9	[i]	
			80-11-01	89-10-31	24 622,6	[i]	142 853,3
			82-11-01	89-10-31	1 274,8	419,5	

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES COURANTES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE, ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1982

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		MAXIMUM		
			DE	À	QUOTIDIEN 10^3 m^3	ANNUEL 10^6 m^3	GLOBAL 10^6 m^3
GAZ NATUREL							
22. TransCanada PipeLines Limited	GL-42 (AO-3)[e]	Emerson (Manitoba)	71-04-15	71-10-31	N/S	232,8	
			71-11-01	94-10-31	N/S	2 612,3	60 316,5
23. TransCanada PipeLines Limited	GL-43 (AO-20)	Emerson (Manitoba)	71-11-01	91-10-31	N/S	481,6	9 631,5
24. Consolidated Natural Gas Limited	GL-44[k]	Emerson (Manitoba)	72-03-15	92-10-31	4 249,2	1 274,8	18 951,3
25. Tenneco LNG Inc.	GL-49	St. Stephen (Nouveau-Brunswick)	[l]	[m]	32 295,0	11 820,0	[n]
26. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-52 (AO-4)	Aden (Alberta)	80-01-01	84-12-31	1 416,4	283,3	
			85-01-01	85-12-31	1 062,3	212,5	
			86-01-01	86-12-31	708,2	141,6	
			87-01-01	87-12-31	354,1	70,8	1 841,4
		Emerson (Manitoba) & Niagara Falls (Ontario)	82-03-04	82-10-31	[g]	[g]	
27. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-53 (AO-3)	Cardston (Alberta)	86-07-01[g]	86-10-31	340,0	34,5	
		Emerson (Manitoba) & Niagara Falls (Ontario)	86-11-01	87-10-31	170,0	51,7[p]	86,2
28. Columbia Gas Development of Canada Ltd.	GL-54 (AO-4)	Huntingdon (Colombie-Britannique)	80-01-01	80-10-31	1 110,4	368,3	
			81-11-01	81-12-31	1 450,0	70,8	
			82-01-01	84-12-31	1 450,0	423,5	
			85-01-01	85-12-31	832,8	276,2	
			86-01-01	86-12-31	555,2	184,2	
			87-01-01	87-12-31	277,6	92,1	2 394,0
		Maximum autorisé à Monchy (Sask.) dans le cadre des volumes combinés de Huntingdon/Monchy.	82-11-01	87-10-31	283,3	92,1	
29. Niagara Gas Transmission Limited	GL-55 (AO-2)	Cornwall (Ontario)	80-01-01	80-10-31	350,0	89,1	
			80-11-01	84-10-31	350,0	89,1	
			84-11-01	85-10-31	262,5	66,8	
			85-11-01	86-10-31	600,0	136,8	
			86-11-01	87-10-31	300,0	68,4	717,5
30. ProGas Limited	GL-56 (AO-3)	Emerson (Manitoba) et Monchy (Saskatchewan) (maximum combiné)	80-11-01	84-10-31	9 440,9	3 100,0	
			84-11-01	85-10-31	7 088,7	2 325,0	
			85-11-01	86-10-31	4 720,4	1 550,0	
			86-11-01	87-10-31	2 360,2	775,0	17 050,0

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES COURANTES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE, ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1982

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		MAXIMUM		
			DE	À	QUOTIDIEN 10^3 m^3	ANNUEL 10^6 m^3	GLOBAL 10^6 m^3
GAZ NATUREL							
		Maximum autorisé à Monchy (Sask.) dans le cadre des volumes combinés d'Emerson/ Monchy.	81-11-01	82-10-31	2 613,7	954,0	
			82-11-01	85-10-31	4 849,4	1 770,0	
			85-11-01	86-10-31	4 249,2	1 550,0	
			86-11-01	87-10-31	2 124,6	775,0	(7 648,5)[q]
31. Sulpetro Limited	GL-57 (AO-6)	Niagara Falls (Ontario)	80-01-01	80-10-31	2 089,1[r]	612,8	
			80-11-01	82-10-31	2 089,1[r]	762,5	
			82-11-01	82-11-03	2 089,1	606,8[r]	
			82-11-04	83-10-31	2 125,0	606,8[r]	1 838,4
32. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-58 (AO-3)	Monchy (Saskatchewan)	81-11-01	84-10-31	24 928,5	8 294,4	
			84-11-01	85-10-31	18 696,4	6 220,8	
			85-11-01	86-10-31	12 464,3	4 147,2	
			86-11-01	87-10-31	6 232,1	2 073,6	
					(13 605,1)[s]	[s]	
			87-11-01	88-10-31	24 928,5[s]	[s]	37 324,8
33. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-59 (AO-3)	Kingsgate (Colombie Britannique)	80-11-01	84-10-31	7 478,6	2 488,3	
			84-11-01	85-10-31	5 608,9	1 866,2	
			85-11-01	86-10-31	3 739,3	1 244,2	
			86-11-01	87-10-31	1 869,0	622,1	
			87-11-01	88-10-31	7 478,6	[s]	13 685,7
34. TransCanada PipeLines Limited	GL-60 (AO-2)	Emerson (Manitoba)	80-01-01	80-10-31	6 317,1[u]	800,0	
			80-11-01	84-10-31	6 317,1[u]	2 096,3	
			84-11-01	85-10-31	4 737,8	1 572,2	
			85-11-01	85-12-14	3 158,6	139,0	10 896,4
35. Consolidated Natural Gas Limited	GL-61 (AO-5)	Emerson (Manitoba) et Monchy (Sask.) (maximum combiné)	80-11-01	84-10-31	5 665,6[o]	2 067,9	
			84-11-01	85-10-31	4 249,2	1 551,0	
			85-11-01	86-10-31	2 832,8	1 034,0	
			86-11-01	87-10-31	1 416,4	517,0	11 373,6
		Maximum autorisé à Monchy (Sask.) dans le cadre des volumes combinés d'Emerson/ Monchy.	81-11-01	85-10-31	3 232,9[o]	1 180,0	
			85-11-01	86-10-31	2 832,8	1 034,0	
			86-11-01	87-10-31	1 416,4	517,0	(5 099,0)[v]
36. Canadian-Montana Pipe Line Company	GO-3-79 (AO-2)	Section 1, Canton 1, Rangée 20 à l'ouest de Meridian (Alberta)	79-05-01	93-12-31	30,0	10,3	105,0

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES COURANTES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE, ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1982

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		MAXIMUM		
			DE	À	QUOTIDIEN $10^3\ m^3$	ANNUEL $10^6\ m^3$	GLOBAL $10^6\ m^3$
GAZ NATUREL							
37. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-62 (AO-1)	Monchy (Saskatchewan)	84-11-01	85-10-31	6 232,1	2 073,6	
			85-11-01	86-10-31	12 464,2	4 147,2	
			86-11-01	87-10-31	5 091,3	1 694,0	7 914,8
38. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-63 (AO-1)	Kingsgate (Colombie Britannique)	80-11-01	83-10-31	931,5[w]	340,0[w]	
			83-11-01	84-10-31	1 869,7	622,1	
			84-11-01	85-10-31	3 739,4	1 244,2	
			85-11-01	86-10-31	5 609,0	1 866,2	
			86-11-01	87-10-31	7 478,6	2 488,3	6 220,8[x]
39. Union Gas Limited	GL-64 (AO-1)	Windsor (Ontario)	80-11-01	85-10-31	1 100,0	284,0	1 420,0

a) En plus du point d'exportation de Cardston (Alberta), on a permis que du gaz soit exporté d'Aden (Alberta), à condition que les volumes combinés exportés à Aden, aux termes des licences GL-5, GL-17, GL-25 et GL-36, ne dépassent pas 2 817,5 × $10^3 m^3$/j, ou 563,5 × $10^6 m^3$/a durant la période de 76-05-11 à 79-12-31.

b) Des exportations de gaz interruptibles ont été autorisées de 65-11-01 à 68-10-31 jusqu'à un volume maximal de 226,6 × $10^6 m^3$.

c) Au cours de la période de 80-11-31 à 82-10-31, la détentrice de licences peut exporter des volumes supplémentaires dépassant la limite quotidienne conformément aux licences GL-18, GL-20 et GL-37, ces volumes sont assujettis à une interruption en fonction des besoins canadiens. La quantité annuelle combinée de ces volumes interruptibles aux termes des trois licences, ne doit pas dépasser 1 983,0 × $10^6 m^3$ de 1980-11-01 à 1981-10-31, et 1 400,0 × $10^6 m^3$ au cours de la période de 81-11-01 à 82-10-31.

d) En plus d'Emerson (Manitoba) comme point d'exportation, la détentrice de licences a obtenu l'autorisation d'exporter du gaz, sur une base interruptible, à Niagara Falls (Ontario) de 1979-10-16 à 1979-12-16; et de 1980-06-05 à 1982-10-31.

e) Cette licence autorise l'exportation près d'Emerson (Manitoba) contre importation ultérieure près de Sault Ste Marie et Sarnia (Ontario) afin de desservir les marchés de l'est du Canada.

f) Les exportations de gaz ont été autorisées pour Aden (Alberta) à compter du jour où la quantité de gaz globale autorisée par la licence GL-8 a été exportée (vers juin 1973).

g) Emerson (Manitoba) et Niagara Falls (Ontario) ont été ajoutés comme points d'exportation supplémentaires aux licences GL-5, GL-17, GL-25 et GL-53 à compter de 1982-11-01 et à GL-36 et GL-52 de 1982-03-04 à 1982-10-31.

h) Cette licence autorise une exportation près de Sprague (Manitoba) contre importation ultérieure près de Rainy River (Ontario).

i) En plus de Huntingdon (C.-B.), comme point d'exportation, on a permis à la détentrice de la licence d'exporter du gaz près de Kingsgate (C.-B.) de 1973-11-01 à 1979-10-31. A compter de 1982-11-01, les volumes d'exportation autorisés à Monchy (Saskatchewan) sont supplémentaires aux volumes quotidiens et annuels dont l'exportation est autorisée à Huntingdon (C.-B.).

j) Entre 1972-11-01 et 1989-10-31, la détentrice de licences est autorisée à exporter une quantité annuelle moyenne de gaz naturel de 7 970,3 × $10^6 m^3$ ou un maximum de 8 389,8 × $10^6 m^3$ au cours de toute période de 12 mois consécutifs finissant le 31 octobre.

k) La quantité de gaz exportée en vertu de cette licence doit être égale aux quantités de gaz que la détentrice de licences importe conformément à la licence no. GLI-15.

l) A partir de la date de la première livraison.

m) Vingt ans et six mois après la date de la première livraison régulière ou une durée totale ne dépassant pas vingt-cinq ans après la première livraison.

n) Tout le gaz, ou la quantité équivalente de gaz naturel liquéfié, exprimé en mètres cubes et importé en vertu de la licence GLI-7.

o) De 1982-11-04 à 1983-10-31 un volume quotidien supplémentaire de 2 832,8 × $10^3 m^3$/j peut être exporté aux points d'exportation combinés d'Emerson et de Monchy, dont un volume quotidien maximum supplémentaire de 2 432,7 × $10^3 m^3$/j peut être exporté au point d'exportation de Monchy sous réserve d'une interruption pour subvenir aux besoins canadiens et aux autres besoins d'exportation.

p) La quantité de gaz qui peut être exportée au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre en vertu de cette licence avec la quantité de gaz qui peut être exporté en vertu de la licence GL-25 ne doit pas dépasser 206,8 × $10^6 m^3$.

q) Au cours des six années entre 1981-11-01 et 1987-10-31, on a autorisé la détentrice de licences d'exporter à Monchy (Saskatchewan) un volume de gaz maximal de 7 648,5 × $10^6 m^3$.

r) La détentrice de licences peut dépasser la limite quotidienne de 2 089,1 × $10^3 m^3$/j entre 1980-11-01 et 1982-11-03, et de 2 125,0 × $10^3 m^3$/j de 1982-11-04 à 1983-10-31 sous réserve d'une interruption pour desservir les besoins canadiens et d'exportation de la TransCanada. La quantité exportée de 1982-11-01 à 1983-10-31 ne peut pas dépasser la limite inférieure de 612,8 × $10^6 m^3$ ou la différence entre le volume global et la quantité totale exportée jusqu'en 1982-10-31.

s) Des volumes «supplémentaires», c'est-à-dire des volumes de compensation équivalents à la différence entre le volume autorisé moins le volume réellement exporté au cours de la période 1981-1982 visée par cette licence, peuvent être exportés entre 1986-11-01 et 1987-10-31, jusqu'à concurrence de 13 605,1 × $10^3 m^3$/j et 4 526,8 × $10^6 m^3$/a. Tout volume «supplémentaires» non exporté au cours de la période de 1981-1982, moins les quantités «additionnelles» exportées en 1986-1987, peut être exporté durant la période «prolongée» de 1987-11-01 et 1988-10-31. Les volumes «supplémentaire» autorisés entre 1986-11-01 et 1988-10-31 sont assujettis à une réduction en fonction des besoins canadiens de capacité de livraison.

t) Pour la période prolongée de 1987-11-01 à 1988-10-31, la détentrice de licences peut exporter la différence entre la quantité autorisée, de 1980-11-01 à 1981-10-31, et la quantité réellement exportée durant une telle période, sous réserve de réduction en fonction des besoins canadiens de capacité de livraison.

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES COURANTES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE, ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1982

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		QUANTITÉS MAXIMALES (m^3)
			DE	À	
PROPANE					
1. Dome Petroleum Limited	GL-31 (AO-7)	Tout point situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.	79-01-01	79-12-31	716 983
			80-01-01	80-12-31	688 571
			81-01-01	81-12-31	656 190
			82-01-01	82-12-31	620 476
			83-01-01	83-12-31	133 254
			84-01-01	84-12-31	133 254
			85-01-01	85-12-31	133 254
			86-01-01	86-12-31	133 254
			87-01-01	87-12-31	143 809
			88-01-01	88-12-31	193 016
			89-01-01	89-12-31	196 984
			90-01-01	90-12-31	169 047
			91-01-01	91-12-31	165 873
			92-01-01	92-12-31	165 079
			93-01-01	93-12-31	162 098
			94-01-01	94-12-31	103 968
2. Amoco Canada Petroleum Company Limited	GL-32 (AO-5)	Tout point situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.	79-01-01	79-12-31	92 698
			80-01-01	80-12-31	92 698
			81-01-01	81-12-31	92 698
			82-01-01	82-12-31	92 698
			83-01-01	83-12-31	92 698
			84-01-01	84-12-31	92 698
			85-01-01	85-12-31	92 698
			86-01-01	86-12-31	92 698
			87-01-01	87-12-31	92 698
			88-01-01	88-12-31	92 698
			89-01-01	89-12-31	92 698
			90-01-01	90-12-31	92 698
			91-01-01	91-12-31	92 698
			92-01-01	92-12-31	92 698
			93-01-01	93-12-31	92 698
			94-01-01	94-12-31	77 206
3. PanCanadian Gas Products Limited	GL-34 (AO-6)	Tout point situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.	79-01-01	79-12-31	63 730
			80-01-01	80-12-31	63 730
			81-01-01	81-12-31	63 730
			82-01-01	82-12-31	63 730
			83-01-01	83-12-31	63 730
			84-01-01	84-12-31	63 730
			85-01-01	85-12-31	63 730
			86-01-01	86-12-31	53 175
			87-01-01	87-12-31	3 968
4. Dome Petroleum Limited	GL-46 (AO-5)[a]	Tout point situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.	78-04-01	79-03-31	619 047
			79-04-01	80-03-31	601 587
			80-04-01	81-03-31	547 619

u) Au cours de la période finissant en 1981-05-14, la quantité totale de gaz pouvant être exportée en une journée quelconque ne doit pas dépasser la différence entre 6 317,1 × $10^3 m^3$ et la quantité de gaz exportée en vertu de la licence GL-1 cette journée-là.

v) Au cours des six années entre 1981-11-01 et 1987-10-31, on a autorisé la détentrice de licences à exporter à Monchy (Saskatchewan) un volume maximal de 5 099,0 × $10^6 m^3$.

w) Le volume de gaz total exporté entre 1980-11-01 et 1983-10-31 réduira de la même quantité le volume total autorisé jusqu'à l'échéance de cette licence (soit de 1983-11-01 à 1987-10-31).

z) Entre 1985-11-01 et 1987-10-31, 1 588,0 × $10^6 m^3$ sont des volumes sous réserve et sont assujettis à une réduction en cas d'insuffisance des approvisionnements au Canada et par rapport aux exportations autorisées.

N/S Non spécifié

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES COURANTES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE, ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1982

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		QUANTITÉS MAXIMALES (m^3)
			DE	À	
PROPANE					
			81-04-01	82-03-31	468 254
			82-04-01	83-03-31	535 000
			83-04-01	84-03-31	535 000
5. Dome Petroleum Limited	EPR-917-79[a]	Tout point situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.	79-09-06	96-01-31	Non spécifiée
6. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EPR-918-79[c]	Identique à EPR-917-79	79-09-06	96-01-31	Non spécifiée
7. PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79[c]	Identique à EPR-917-79	79-09-06	91-01-31	Non spécifiée
8. Imperial Oil Limited	EPR-922-80[b]	Gretna (Manitoba)	80-09-01	90-08-31	Non spécifiée
9. Dome Petroleum Limited	EPR-927-82[d]	Sarnia (Ontario)	82-11-23	83-02-28	23 810

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES COURANTES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE, ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1982

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		QUANTITÉS MAXIMALES (m^3)
			DE	À	
BUTANES					
1. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74 (AO-3)[a]	Tout point situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.	78-04-01	79-03-31	792 461
			79-04-01	80-03-31	773 405
			80-04-01	81-03-31	689 235
			81-04-01	82-03-31	587 597
			82-04-01	83-03-31	528 837
			83-04-01	84-03-31	433 551
2. Dome Petroleum Limited	EBU-132-74 (AO-1)[b]	Gretna (Manitoba)	79-01-01	79-12-31	603 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	532 601
			83-01-01	83-12-31	502 264
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627
			91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724
3. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EBU-133-74 (AO-1)[b]	Gretna (Manitoba)	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	423 848
			84-01-01	84-12-31	374 315
			85-01-01	85-12-31	359 244
			86-01-01	86-12-31	308 345
			87-01-01	87-12-31	260 131
			88-01-01	88-12-31	239 549
			89-01-01	89-12-31	205 008
			90-01-01	90-12-31	179 455
			91-01-01	91-12-31	163 527
			92-01-01	92-12-31	135 973
			93-01-01	93-12-31	122 506
			94-01-01	94-12-31	95 266
			95-01-01	95-12-31	91 062

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES COURANTES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE, ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1982

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		QUANTITÉS MAXIMALES (m^3)
			DE	À	
BUTANES					
4. PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74 (AO-1)[b]	Gretna (Manitoba)	79-01-01	79-12-31	213 822
			80-01-01	80-12-31	213 822
			81-01-01	81-12-31	213 822
			82-01-01	82-12-31	213 822
			83-01-01	83-12-31	213 822
			84-01-01	84-12-31	240 550
			85-01-01	85-12-31	240 550
			86-01-01	86-12-31	240 550
			87-01-01	87-12-31	240 550
			88-01-01	88-12-31	240 550
			89-01-01	89-12-31	240 550
			90-01-01	90-12-31	240 550
5. Imperial Oil Limited	EBU-911-80[b]	Gretna (Manitoba)	80-09-01	90-08-31	Non spécifiée
6. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82[b]	Gretna (Manitoba)	82-07-01	92-06-30	Non spécifiée
7. Dome Petroleum Limited	EBU-927-82[f]	Sarnia (Ontario)	82-09-21	82-12-31	7 950

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		QUANTITÉS MAXIMALES (m^3)
			DE	À	
ÉTHANE					
1. Dome Petroleum Limited	GL-45 (AO-5)[g]	Tout point situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.	78-04-01	79-03-31	530 325
			79-04-01	80-03-31	537 245
			80-04-01	81-03-31	547 703
			81-04-01	82-03-31	565 080
			82-04-01	83-03-31	571 399
			83-04-01	84-03-31	549 883
2. Dome Petroleum Limited	GL-47 (AO-5)	Elmore (Saskatchewan) et Windsor (Ontario)	78-08-15	78-12-31	835 298
			79-01-01	79-12-31	2 211 664
			80-01-01	80-12-31	2 195 866
			81-01-01	81-12-31	2 053 688
			82-01-01	82-12-31	1 563 962
			83-01-01	83-12-31	1 405 986
			84-01-01	84-12-31	1 184 820
			85-01-01	85-12-31	458 130
3. Dome Petroleum Limited	GO-1-76 (AO-1)[h]	Elmore (Saskatchewan)	78-01-01	85-12-31	3 949 m^3/a
4. Dome Petroleum Limited	GL-51 (AO-1)	Elmore (Saskatchewan) et Windsor (Ontario)	79-06-21	93-12-31	19 069 000

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES COURANTES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE, ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1982

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		QUANTITÉS MAXIMALES (m^3)
			DE	À	
ÉTHYLÈNE					
1. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-78 (AO-2)	Elmore (Saskatchewan) Sarnia et Windsor (Ontario)	80-01-01	89-12-31	158 757 340 kg/a
2. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-78 (AO-1)[j]	Elmore (Saskatchewan)	78-01-01	97-12-31	88 036 880 kg/a
3. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-81	Sarnia (Ontario)	82-01-01	82-12-31	9 000 000 kg
4. Esso Chemical Canada	EYL-1-82 (AO-1)	Fort Erié (Ontario)	82-04-01	83-03-31	3 500 000 kg
5. Petrosar Limited	EYL-2-82	Sarnia (Ontario)	82-11-09	83-03-31	9 071 850 kg

a) Licence d'importation-exportation aux termes de laquelle du propane importé à Sarnia ou à Windsor peut être exporté à tout endroit situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.
b) Ordonnance d'exportation à Gretna (Manitoba) contre importation ultérieure à Sarnia (Ontario).
c) Ordonnance d'exportation de propane à tout endroit situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis contre importation ultérieure du même propane dans les trente jours qui suivent le jour d'exportation.
d) Ordonnance d'exportation à Sarnia (Ontario) de propane antérieurement importé par la Dome pour retraitement dans son usine de fractionnement à Sarnia.
e) Ordonnance d'importation à Sarnia ou à Windsor (Ontario) contre exportation ultérieure à tout endroit situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.
f) Ordonnance d'exportation à Srania (Ontario) de butanes antérieurement importés par la Dome pour le retraitement dans son usine de fractionnement à Sarnia.
g) Licences d'exportation en tout point situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis. La quantité d'éthane exportée en vertu de cette licence doit être égale aux quantités d'éthane que la détentrice de licence importe près de Sarnia et de Windsor (Ontario).
h) Ordonnance d'exportation d'éthane à Elmore (Saskatchewan) contre importation ultérieure à Windsor (Ontario).
i) Ordonnance d'exportation d'éthylène à Elmore (Saskatchewan) contre importation ultérieure à Windsor (Ontario).

G-V
EXPORTATIONS DE GAZ NATUREL

Exportateur et licence[a] ou ordonnance	10^6 m^3						
	Cumulatif[b] 1979-12-31	1980	1981	1982	Cumulatif[b] au 82-12-31	Total des exportations autorisées	Encore[c] sous licence
1. TransCanada PipeLines Limited GL-1	38 866,1	927,7	148,5	—	39 942,3	39 942,3	—
2. Alberta & Southern Gas Co. Ltd. GL-3	78 458,6	3 998,2	3 514,5	3 729,2	89 700,5	109 467,8	19 767,3
3. Westcoast Transmission Company Limited GL-4	23 362,0	1 051,7	928,8	738,6	26 081,1	35 250,9	9 169,8
4. Canadian-Montana Pipe Line Company GL-5	5 715,0	207,9	255,0	206,5	6 384,5	7 832,3	1 447,8
5. Niagara Gas Transmission Limited GL-6	2 321,4	151,2	108,3	68,4	2 649,3	3 433,0	783,7
6. Alberta & Southern Gas Co. Ltd. GL-16	26 209,7	1 666,7	1 367,6	317,8	29 561,8	45 721,1	16 159,3
7. Canadian-Montana Pipe Line Company GL-17	2 691,0	139,8	124,3	79,5	3 034,5	4 652,8	1 618,3
8. TransCanada PipeLines Limited GL-18	15 945,0	1 929,4	1 092,5	236,6	19 203,6	33 993,4	14 789,8
9. TransCanada PipeLines Limited GL-19	1 233,7	119,6	130,0	128,0	1 611,3	3 059,4	1 448,1
10. TransCanada PipeLines Limited GL-20	9 836,9	889,6	880,1	770,7	12 377,4	21 670,8	9 293,4
11. TransCanada PipeLines Limited GL-21	66 426,6	5 314,5	5 882,6	5 191,1	82 815,0	169 967,0	87 152,0
12. Alberta & Southern Gas Co. Ltd. GL-24	22 806,3	1 699,3	1 352,4	1 291,4	27 229,4	52 177,0	24 947,6
13. Canadian-Montana Pipe Line Company GL-25	3 487,4	21,0	5,2	2,7	3 516,3	4 890,8	1 374,5
14. ICG Transmission Holdings Limited GL-28	72,4	8,9	7,9	9,0	98,2	229,0	130,8
15. ICG Transmission Holdings Limited GL-29	1 811,5	160,6	149,7	135,1	2 256,9	5 462,2	3 205,3
16. ICG Transmission Holdings Limited GL-30	2 657,0	278,2	252,2	233,8	3 421,3	8 498,1	5 076,8

G-V (suite)

EXPORTATIONS DE GAZ NATUREL

Exportateur et licence[a] ou ordonnance	10^6 m^3						
	Cumulatif[b] 1979-12-31	1980	1981	1982	Cumulatif[b] au 82-12-31	Total des exportations autorisées	Encore[c] sous licence
17. Alberta & Southern Gas Co. Ltd. GL-35	17 337,3	1 556,8	1 168,7	1 864,9	21 925,7	30 116,1	8 190,4
18. Canadian-Montana Pipe Line Company GL-36	854,8	75,1	122,8	100,2	1 153,0	1 628,5	475,5
19. TransCanada PipeLines Limited GL-37	18 577,8	1 769,8	1 760,7	1 647,0	23 755,4	40 601,0	16 845,6
20. TransCanada PipeLines Limited GL-38	4 721,8	383,0	373,0	200,0	5 677,8	10 368,0	4 690,2
21. TransCanada PipeLines Limited GL-39	681,3	60,6	49,5	12,0	803,4	1 493,0	689,6
22. Westcoast Transmission Company Limited GL-41	54 290,3	4 376,3	3 805,1	2 608,3	65 080,0	142 853 3	77 773,3
23. TransCanada PipeLines Limited GL-42	18 558,2	1 977,9	2 189,4	1 932,0	24 657,5	60 316,5	35 659,0
24. TransCanada PipeLines Limited GL-43	1 335,9	—	—	—	1 335,9	9 631,5	8 295,6
25. Consolidated Natural Gas Limited GL-44	3 548,9	420,7	370,2	277,9	4 617,7	18 951,3	14 333,6
26. Canadian-Montana Pipe Line Company GL-52	—	189,3	83,8	—	273,1	1 841,4	1 568,3
27. Columbia Gas Development of Canada Ltd. GL-54	—	—	—	—	—	2 394,0	2 394,0
28. Niagara Gas Transmission Limited GL-55	—	31,9	71,4	89,1	192,4	717,5	525,1
29. ProGas Limited GL-56	—	—	668,0	1 465,6	2 133,6	17 050,0	14 916,4
30. Sulpetro Limited GL-57	—	238,1	581,2	525,5	1 344,8	1 838,4	493,6
31. Pan-Alberta Gas Ltd. GL-58	—	—	—	1 427,8	1 427,8	37 324,8	35 897,0
32. Pan-Alberta Gas Ltd. GL-59	—	—	280,0	1 647,1	1 927,1	13 685,7	11 758,6
33. TransCanada PipeLines Limited GL-60	—	800,0	1 574,0	1 334,7	3 708,7	10 896,4	7 187,7
34. Consolidated Natural Gas Limited GL-61	—	103,8	707,1	1 265,4	2 076,3	11 373,6	9 297,3

G-V (suite)
EXPORTATIONS DE GAZ NATUREL

Exportateur et licence[a] ou ordonnance	10^6 m³						
	Cumulatif[b] 1979-12-31	1980	1981	1982	Cumulatif[b] au 82-12-31	Total des exportations autorisées	Encore[c] à vous licence
35. Pan-Alberta Gas Ltd. GL-63	—	—	—	—	—	6 220,8	6 220,8
36. Union Gas Limited GL-64	—	6,7	296,1	284,4	587,2	1 420,0	1 832,8
37. Western Decalta Petroleum (1977) Limited MO-49-75	—	—	—	—	—	N/S	—
38. Canadian-Montana Pipe Line Company GO-3-79	—	—	—	3,5	3,5	105,0	99,5
39. Gaz Metropolitain, inc. GO-4-80	—	— —	—	—	—	13,3	11,6
40. Gas Metropolitain, inc. GO-2-81	—	— —	—	—	—	0,1	—
Exportations brutes[d]	421 896,9	30 554,3	30 279,8	29 835,8	512 566,3		
Déduire les exportations ultérieures contre les importations:							
Item 25, GL-44	3 548,9	420,7	370,2	277,9	4 617,7		
Déduire les exportations contre importations ultérieures:							
Item 11, GL-21	66 426,6	5 314,5	5 862,8	5 191,1	82 815,0		
Item 16, GL-30	2 657,0	278,2	252,2	233,8	3 421,3		
Item 23, GL-42	18 558,2	1 977,9	2 169,4	1 932,0	24 657,5		
Exportations nettes	330 706,2	22 562,9	21 583,9	22 200,6	397 054,8		

a) Pour les renseignements sur la durée, le point d'exportation et les quantités maximales autorisées en vertu de chaque licence et ordonnance, voir l'annexe G-IV.
b) Les totaux cumulatifs ne comprennent que les licences et ordonnances d'exportation énumérées dans le tableau.
c) Il peut s'avérer impossible d'exporter toutes les quantités de gaz autorisées par les licences à cause des restrictions imposées sur les jours de consommation de pointe et les quantités annuelles.
d) Les exportations brutes indiquées se rapportent au total des licences et ordonnances restantes. En ce qui concerne les quantités exportées en vertu des licences et ordonnances expirées, veuillez consulter le *Rapport annuel 1981 de l'Office national de l'énergie*.
Les chiffres peuvent ne pas correspondre au total parce qu'ils ont été arrondis.
— — Quantité trop infime pour être exprimées.
N/S Non spécifié.
S/O Sans objet.

G-VI

NOUVELLES LICENCES ET ORDONNANCES D'IMPORTATION DE GAZ NATUREL DÉLIVRÉES EN 1982

Aucune nouvelle licence ou ordonnance d'importation de gaz naturel n'a été délivrée en 1982.

G-VII

LICENCES ET ORDONNANCES D'IMPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1982

IMPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'IMPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		QUANTITÉS MAXIMALES POUR IMPORTATION		
			DE	À	QUOTIDIEN 10^3m^3	ANNUEL 10^6m^3	GLOBAL 10^6m^3
Gaz naturel							
1. TransCanada PipeLines Limited	GL-21(AO-7)[a]	Sault Ste-Marie et Sarnia (Ont.)	68-11-05	91-10-31	N/S	7 019.1	169 987.0
2. ICG Transmission Holdings Limited	GL-30(AO-3)[a]	Rainy River (Ont.)	70-11-01	96-10-31	1 321.8	344.0	8 498.1
3. TransCanada PipeLines Limited	GL-42(AO-3)[a]	Sault Ste-Marie et Sarnia (Ont.)	71-04-15 71-11-01	71-10-31 94-10-21	N/S N/S	232.8 2 612.3	60 316.5
4. Consolidated Natural Gas Limited	GLI-5(AO-2)	Willow Creek (Sask.)	72-03-15	92-10-31	4 249.2	1 274.8	18 951.3
5. Tenneco LNG Inc.	GLI-7	Saint John, N.B.	[b]	[b]	N/S	418.68PJ	8 373.6PJ
6. Border Utilities Limited	GO-2-66(AO-2)	Coutts (Alb.)	66-06-02	85-09-14	30.0	N/S	N/S
7. Canadian Western Natural Gas Company Limited	GO-6-66(AO-3)	Coutts (Alb.)	66-09-22	85-09-14	30.0	N/S	N/S

G-VII (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'IMPORTATION DE GAS NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1982

IMPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'IMPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		QUANTITÉS MAXIMALES POUR IMPORTATION (m^3)
			DE	À	
Propane					
1. Dome Petroleum Limited	GL-46(AO-5)[e]	Sarnia (Ont.)	78-04-01	79-03-31	619 047
		Windsor (Ont.)	79-04-01	80-03-31	601 587
			80-04-01	81-03-31	547 619
			81-04-01	82-03-31	468 254
			82-04-01	83-03-31	535 000
			83-04-01	84-03-31	535 000
Butanes					
1. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74(AO-3)[f]	Sarnia, (Ont.)	78-04-01	79-03-31	792 461
		Windsor (Ont.)	79-04-01	80-03-31	773 405
			80-04-01	81-03-31	689 235
			81-04-01	82-03-31	587 597
			82-04-01	83-03-31	528 837
			83-04-01	84-03-31	433 551
2. Dome Petroleum Limited	EBU-132-74(AO-1)[g]	Sarnia (Ont.)	79-01-01	79-12-31	603 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	532 601
			83-01-01	83-12-31	502 284
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627
			91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724

G-VII (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'IMPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1982

IMPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'IMPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		QUANTITÉS MAXIMALES POUR IMPORTATION (m^3)
			DE	À	
Butanes					
3. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EBU-133-74(AO-1)[9]	Sarnia (Ont.)	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	433 848
			84-01-01	84-12-31	374 315
			85-01-01	85-12-31	359 244
			86-01-01	86-12-31	308 345
			87-01-01	87-12-31	260 131
			88-01-01	88-12-31	239 549
			89-01-01	89-12-31	205 006
			90-01-01	90-12-31	179 455
			91-01-01	91-12-31	163 527
			92-01-01	92-12-31	135 973
			93-01-01	93-12-31	122 506
			94-01-01	94-12-31	95 286
			95-01-01	95-12-31	91 062
4. PanCanadian Gas Products Ltd.	EBU-134-74(AO-1)[9]	Sarnia (Ont.)	79-01-01	79-12-31	213 822
			80-01-01	80-12-31	213 822
			81-01-01	81-12-31	213 822
			82-01-01	82-12-31	213 822
			83-01-01	83-12-31	213 822
			84-01-01	84-12-31	240 550
			85-01-01	85-12-31	240 550
			86-01-01	86-12-31	240 550
			87-01-01	87-12-31	240 550
			88-01-01	88-12-31	240 550
			89-01-01	89-12-31	240 550
			90-01-01	90-12-31	240 550

G-VII (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'IMPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1982

IMPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'IMPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		QUANTITÉS MAXIMALES POUR IMPORTATION (m^3)
			DE	À	
Éthane					
1. Dome Petroleum Limited	GL-45(AO-5)[h]	Sarnia (Ont.) and Windsor (Ont.)	78-04-01	79-03-31	530 325
			79-04-01	80-03-31	537 245
			80-04-01	81-03-31	547 703
			81-04-01	82-03-31	565 080
			82-04-01	83-03-31	571 399
			83-04-01	84-03-31	549 883
2. Dome Petroleum Limited	GO-1-76(AO-1)[i]	Windsor (Ont.)	78-01-01	85-12-31	3 949 m^3/a
Éthylène					
1. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-76(AO-1)[j]	Windsor (Ont.)	78-01-01	97-12-31	68 038 860 kg/a

a) Licence d'exportation près d'Emerson (Manitoba) contre importation ultérieure près de Sault-Ste-Marie et de Sarnia (Ontario) pour desservir le marché de l'Est canadien.
b) Licence d'exportation près de Sprague (Manitoba) contre importation ultérieure près de Rainy River (Ontario).
c) À partir de la date de la première livraison.
d) Vingt ans et six mois après la date de la première livraison régulière, ou une durée totale ne dépassant pas 25 ans.
e) Licence d'importation-exportation par laquelle le propane importé à Sarnia ou à Windsor (Ontario) peut être exporté à un endroit quelconque de la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis, dans la province de l'Ontario.
f) Ordonnance d'importation à Sarnia ou Windsor (Ontario) contre exportation ultérieure à un point quelconque de la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.
g) Ordonnance d'exportation à Gretna (Manitoba) contre importation ultérieure à Sarnia (Ontario).
h) Licence d'exportation à un point quelconque situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis. La quantité d'éthane exportée en vertu de cette licence doit être égale à la quantité d'éthane que la détentrice de la licence importe près de Sarnia et de Windsor (Ontario).
i) Ordonnance d'exportation d'éthane à Elmore (Saskatchewan) contre importation ultérieure à Windsor (Ontario).
j) Ordonnance d'exportation d'éthylène à Elmore (Saskatchewan) contre importation ultérieure à Windsor (Ontario).

N/S Non spécifié
S/O Sans objet

G-VIII
IMPORTATIONS DE GAZ NATUREL

Importateur et licence[a] ou ordonnance	10^6 m^3						
	Cumulatif[b] 1979-12-31	1980	1981	1982	Cumulatif[b] au 82-12-31	Total des importations autorisées	Encore[c] sous licence
1. Border Utilities Ltd. GO-2-66	13,0	0,8	0,8	1,0	15,6	N/S	—
2. Canadian Western Natural Gas Company Ltd. GO-6-66	19,9	2,4	2,2	3,6	28,1	N/S	—
3. Consolidated Natural Gas Limited GLI-5	3 606,9	423,2	376,2	282,9	4 689,2	18 951,3	14 262,1
4. TransCanada PipeLines Limited GL-21	66 421,1	5 288,5	5 851,8	5 174,3	82 735,7	169 967,0	87 231,3
5. ICG Transmission Holdings Limited GL-30	2 657,0	278,2	252,2	233,8	3 421,3	8 498,1	5 076,8
6. TransCanada PipeLines Limited GL-42	18 556,2	1 968,3	2 177,9	1 925,8	24 628,2	60 316,5	35 688,3
7. Gaz Métropolitain, inc. GO-3-80	—	0,7	0,9	—	1,6	13,3[f]	
Importations brutes[d]	91 274,1	7 962,1	8 662,0	7 621,4	115 519,7		
Déduire les importations cont·e exportations ultérieures:							
Voir 3, GLI-5	3 606,9	423,2	376,2	282,9	4 689,2		
Voir 7, GO-3-80	—	0,7	0,9	—	1,6		
Déduire les importations ultérieures des exportations [d]:							
Voir 4, GL-21	66 421,1	5 288,5	5 851,8	5 174,3	82 735,7		
Voir 5, GL-30	2 657,0	278,2	252,2	233,8	3 421,3		
Voir 6, GL-42	18 556,2	1 968,3	2 177,9	1 925,8	24 628,2		
Importations nettes	32,9	3,2	3,0	4,6	43,7		

a) Pour les renseignements sur la durée, le point d'exportation et les quantités maximales autorisées en vertu de chaque licence et ordonnance, voir l'annexe G-VII.

b) Les totaux cumulatifs ne comprennent que les licences et ordonnances d'importation énumérées dans le tableau.

c) Il peut s'avérer impossible d'importer toutes les quantités encore autorisées par les licences à cause des restrictions imposées sur les jours de consommation de pointe et les quantités annuelles.

d) Les importations brutes indiquées se rapportent au total des licences et ordonnances restantes. En ce qui concerne les quantités exportées en vertu des licences et ordonnances expirées, veuillez consulter le *Rapport annuel 1981* de l'Office national de l'énergie.
Les chiffres peuvent ne pas correspondre au total parce qu'ils ont été arrondis.

N/S Non spécifié
S/O Sans objet
— —Quantité trop infime pour être exprimée.

G-IX

EXPORTATIONS DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VERTU DE LICENCES ET D'ORDONNANCES À LONG TERME*—1982

(EN MÈTRES CUBES)

EXPORTATEUR	LICENCE ORDONNANCE	1980 RÉEL	1981 RÉEL	1982 (PRÉLIMINAIRE)
A. PROPANE				
1. Dome Petroleum Limited	GL-31	661 124	656 190	620 476
2. Amoco Canada Petroleum Company Limited	GL-32	92 698	92 698	92 698
3. PanCanadian Gas Products Limited	GL-34	—	—	—
4. Dome Petroleum Limited	GL-46	362 438	438 516	333 100
5. Dome Petroleum Limited	EPR-908-77	—	—	—
6. Compagnie pétrolière Impériale Limitée	EPR-913-78	273 476	—	—
7. Dome Petroleum Limited	EPR-917-79	664 809	729 595	747 873
8. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EPR-918-79	581 170	562 853	558 248
9. PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79	251 479	273 793	309 168
10. Dome Petroleum Limited	EPR-921-80	25 838	—	—
11. Compagnie pétrolière Impériale Limitée	EPR-922-80	140 826	397 007	397 634
12. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EPR-924-81	S/O	—	—
13. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EPR-925-81	S/O	—	—
14. NGL Supply Limited	EPR-926-81	S/O	212	429
15. Dome Petroleum Limited	EPR-927-82	S/O	S/O	—

G-IX (suite)

EXPORTATIONS DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VERTU DE LICENCES ET D'ORDONNANCES À LONG TERME*—1982

(EN MÈTRES CUBES)

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	1980 RÉEL	1981 RÉEL	1982 (PRÉLIMINAIRE)
B. BUTANES				
1. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74	303 754	398 331	332 906
2. Dome Petroleum Limited	EBU-132-74	354 420	383 484	433 150
3. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EBU-133-74	342 968	314 005	324 542
4. PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74	110 636	123 351	139 317
5. Compagnie pétrolière Impériale Limitée	EBU-906-78	154 113	—	—
6. Dome Petroleum Limited	EBU-910-80	16 295	—	—
7. Compagnie pétrolière Impériale Limitée	EBU-911-80	75 543	234 763	227 822
8. Dome Petroleum Limited	EBU-913-81	S/O	—	—
9. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EBU-914-81	S/O	—	—
10. Texaco Canada Inc.	EBU-915-81	S/O	—	—
11. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82	S/O	S/O	24 184
12. Dome Petroleum Limited	EBU-927-82	S/O	S/O	2 090

G-IX (suite)

EXPORTATIONS DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VERTU DE LICENCES ET D'ORDONNANCES À LONG TERME*—1982

(EN MÈTRES CUBES)

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	1980 RÉEL	1981 RÉEL	1982 (PRÉLIMINAIRE)
C. ÉTHANE				
1. Dome Petroleum Limited	GL-45	364 970	489 840	374 397
2. Dome Petroleum Limited	GL-47	1 738 889	1 831 819	1 873 189
3. Dome Petroleum Limited	GO-1-76	—	—	—
4. Dome Petroleum Limited	GL-51	1 090 000	934 951	1 092 479
D. ÉTHYLÈNE				
1. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76	46 935 319	74 945 478	—
2. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-76	68 000 000	68 000 000	65 951 333
3. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-80	—	2 445 715	—
4. Compagnie pétrolière Impériale Limitée	EYL-2-79	3 386 970	1 245 700	—
5. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-80	3 770 316	—	—
6. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-81	S/O	—	—
7. Esso Chemical Canada	EYL-1-82	S/O	S/O	—
8. Petrosar Limited	EYL-2-82	S/O	S/O	—

* Voir Annexe G-IV pour les détails.
S/O Sans objet

G-X

IMPORTATIONS DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VERTU DE LICENCES ET D'ORDONNANCES À LONG TERME*—1982
(EN MÈTRES CUBES)

IMPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	1980 RÉEL	1981 RÉEL	1982 (PRÉLIMINAIRE)
A. PROPANE				
1. Dome Petroleum Limited	GL-46	424 853	438 516	431 996
2. Dome Petroleum Limited	EPR-908-77	—	—	—
3. Compagnie pétrolière Impériale Limitée	EPR-913-78	273 476	—	—
4. Dome Petroleum Limited	EPR-917-79	610 586	718 179	751 585
5. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EPR-918-79	514 293	573 386	558 901
6. PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79	251 479	273 793	309 168
7. Dome Petroleum Limited	EPR-921-80	24 902	S/O	—
8. Compagnie pétrolière Impériale Limitée	EPR-922-80	121 042	380 116	376 999
9. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EPR-924-81	S/O	—	—
10. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EPR-925-81	S/O	—	—
11. NGL Supply Limited	EPR-926-81	S/O	641	—
12. Dome Petroleum Limited	EPR-927-82	S/O	S/O	—

G-X (suite)

IMPORTATIONS DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VERTU DE LICENCES ET D'ORDONNANCES À LONG TERME*—1982 (EN MÈTRES CUBES)

IMPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	1980 RÉEL	1981 RÉEL	1982 (PRÉLIMINAIRE)
B. BUTANES				
1. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74	345 724	314 441	311 167
2. Dome Petroleum Limited	EBU-132-74	362 138	345 893	433 594
3. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EBU-133-74	303 622	322 455	330 607
4. PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74	110 636	123 351	139 317
5. Compagnie pétrolière Impériale Limitée	EBU-906-78	154 113	—	—
6. Dome Petroleum Limited	EBU-910-80	15 659	—	—
7. Compagnie pétrolière Impériale Limitée	EBU-911-80	43 430	225 405	218 997
8. Dome Petroleum Limited	EBU-913-81	S/O	—	—
9. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EBU-914-81	S/O	—	—
10. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EBU-915-81	S/O	—	—
11. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82	S/O	S/O	19 402
12. Dome Petroleum Limited	EBU-927-82	S/O	S/O	2 090

* Voir annexe G-VIII pour les détails.

IMPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	1980 RÉEL	1981 RÉEL	1982 (PRÉLIMINAIRE)
C. ÉTHANE				
1. Dome Petroleum Limited	GL-45	390 480	493 850	503 777
2. Dome Petroleum Limited	GO-1-78	—	—	—
D. ÉTHYLÈNE				
1. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-78	46 935 319	74 945 478	—
2. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-78	68 000 000	68 000 000	85 951 333

* Voir Annexe G-VII pour les détails.
S/O Sans objet.

G-XI

EXPORTATIONS NETTES DE PROPANE ET DE BUTANES

A) PROPANE (En mètres cubes)

EXPORTATEUR	1980 RÉEL	1981 RÉEL	1982 (PRÉLIMINAIRE)
Atlantic Speedy Propane Ltd.[a]	13	77	79
Amoco Canada Petroleum Co. Ltd.	431 601	399 744	496 964
Big Horn Supply Ltd.	33 294	29 136	15 606
B.P. Canada Inc.[c]	—	1 532	283
Burnwell Gas of Canada Ltd.	34 960	35 442	24 941
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	75 006	51 852	62 912
Canadian Superior Oil Ltd.	100 109	53 082	68 468
Can-Am Liquids Corp. Ltd.[d]	1 186	10 282	13 726
Chevron Standard Ltd.	248 699	219 330	231 837
Cigas Products Ltd.	959	—	—
Dynex Petroleum Ltd.[b]	14 649	17 350	15 218
Dillingham Corporation Canada Ltd.[a]	56 525	18 974	9 458
Dome Petroleum Limited	817 083	695 511	822 584
Elgin Petroleum Limited	6 232	7 289	14 492
Esso Resources Canada Limitée	428 100	392 653	322 735
Gasbec Inc.	58 789	36 344	43 958
Gas Supply (Minneapolis) Ltd.	3 138	454	—
Les produits Gulf Canada	516 727	448 050	502 170
Home Oil Company Limited	69 920	58 841	72 122
Hudson's Bay Oil and Gas Company Limited	60 859	55 861	11 214
Husky Oil Operations Limited	—	—	2 630
ICG Canadian Propane Gas & Oil Ltd.[d]	1 197	356	402
Irving Oil Company	11 965	—	—
Koch Hydrocarbons Canada	5 232	1 227	6 754
Mobil Oil Canada Ltd.	117 886	71 101	92 091
N.G.L. Supply Ltd.	35 277	14 719	17 293
Northern Petro Products Ltd.	1 305	1 802	1 539
Northern Raymond Oil Co. Ltd.	4 974	—	2 893
PanCanadian Gas Products Ltd.	181 065	181 113	259 997
Petro-Canada Exploration Inc.	257 640	281 711	348 809
Petrosol International Ltd.	7 146	—	16 592
Proflame Limited[e]	—	—	319
Real International Marketing Ltd.	1 741	10 578	1 789
Shell Canada Limitée	153 077	142 139	149 198
Stephens Energy Limited	37 290	67 014	119 668
Stillings Canada Petroleum Company	69 804	92 475	56 300
Suncor Inc.[g]	1 825	—	672
Texaco Canada Inc.	118 244	150 554	127 425
Union Oil Co. of Canada Ltd.	29 567	32 405	27 025
Union Texas of Canada Ltd.	58 484	57 892	41 233
TOTAUX	4 049 538	3 636 868	4 001 420

a) Cette société a commencé à exporter en juillet 1980.
b) Cette société était connue auparavant sous le nom de Dalco Petroleum Ltd.
c) Avant juillet 1980, les exportations étaient enregistrées sous le nom de Canmore Oil and Gas Limited.
d) Avant janvier 1980, les exportations étaient enregistrées sous le nom de Canadian Propane Gas & Oil Ltd.
e) Cette société a commencé à exporter en avril 1982.
f) Cette société a commencé à exporter en août 1981.
g) Cette société a commencé à exporter en novembre 1980.

G-XI (suite)

EXPORTATIONS NETTES DE PROPANE ET DE BUTANES

B) BUTANES (En mètres cubes)

EXPORTATEUR	1980 RÉEL	1981 RÉEL	1982 (PRÉLIMINAIRE)
Amoco Canada Petroleum Co. Ltd.	323 693	399 348	465 180
Belgo Canada Manufacturing Co. Ltd.	3	—	—
Big Horn Supply Ltd.	18 687	16 951	4 635
Canada Cities Service, Ltd.	—	—	—
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	34 634	36 348	55 735
Canadian Superior Oil Ltd.	32 088	85 777	58 109
Can-Am Liquids Corp. Ltd.[a]	7 655	6 218	5 206
Chevron Standard Ltd.	6 136	5 640	27 476
Dynex Petroleum Ltd.[b]	25 271	16 380	17 933
Dome Petroleum Limited	372 093	457 444	629 273
Elgin Petroleum Limited	20 262	8 466	5 996
Esso Resources Canada Limited	94 736	130 732	150 644
Gas Supply (Minn.) Ltd.	—	117	22 110
Gray Oil Corporation[c]	—	—	2 421
Home Oil Company Limited	65 952	107 763	113 724
Hudson's Bay Oil and Gas Company Limited	249 024	237 782	56 932
Husky Oil Operations Ltd.	5 603	6 125	11 978
Koch Hydrocarbons Canada	209 204	163 599	160 929
Mobil Oil Canada Ltd.	90 780	33 321	64 668
Murphy Oil Company Ltd.	12 048	8 507	—
N.G.L. Supply Ltd.	46 165	50 167	42 422
Northern Petro Products Ltd.	5 475	15 449	963
Northern Raymond Oil Co. Ltd.	2 180	493	733
PanCanadian Gas Products Ltd.	47 715	68 124	135 503
Petro-Canada Exploration Inc.	81 157	92 386	120 232
Petrosol International Ltd.	43 396	17 695	45 066
Real International Marketing Ltd.[b]	2 126	9 236	1 774
Rivecal Energy Limited[d]	—	—	122
G.W. Sample Enterprises	714	—	—
Shell Canada Limitée	145 274	168 437	146 481
Stephens Energy Limited	51 245	107 523	119 547
Stillings Canada Petroleum Company	160 945	140 784	115 557
Texaco Canada Inc.	113 517	129 017	185 724
Union Oil Co. of Canada Ltd.	25 887	1 889	5 575
TOTAUX	2 293 669	2 543 740	2 792 688

[a] Cette société a commencé à exporter en juillet 1980.
[b] Cette société était connue anciennement sous le nom Dalco Petroleum Ltd.
[c] Cette société a commencé à exporter en juin 1982.
[d] Cette société a commencé à exporter en novembre 1982.
[e] Cette société a commencé à exporter en juin 1981.

O-I

CERTIFICATS DE COMMODITÉ ET DE NÉCESSITÉ PUBLIQUES DÉLIVRÉS EN 1982 POUR LES OLÉODUCS

Aucun certificat délivré en 1982.

O-II

ORDONNANCES DÉLIVRÉES EN 1982 POUR LES NOUVELLES INSTALLATIONS D'OLÉODUCS CONSTRUCTION DE CLASSE «B»

REQUÉRANTE	INSTALLATIONS	COÛT ESTIMATIF	DATE DE DÉLIVRANCE	NUMÉRO DU CERTIFICAT
Manito Pipelines Ltd.	Réservoirs de stockage à toit conique à Kerrobert (Saskatchewan)	890 000 $	30 avril 1982	XO-1-82
Manito Pipelines Ltd.	Installations de pompage aux stations d'Unity et de Grid Lake (Saskatchewan)	380 000 $	15 oct. 1982	XO-3-82
Trans Mountain Pipe Line Company	Amélioration des stations de pompage de l'Alberta et de la Colombie-Britannique	8 020 000 $	22 sept. 1982	XO-2-82

O-II (suite)

ORDONNANCES DÉLIVRÉES EN 1982 POUR DE NOUVELLES INSTALLATIONS D'OLÉODUCS CONSTRUCTION DE CLASSE «C»

REQUÉRANTE	INSTALLATIONS	COÛT ESTIMATIF	DATE DE DÉLIVRANCE	NUMÉRO DU CERTIFICAT
Cochin Pipe Lines Ltd.	Total	2 437 257 $		
	Stations de pompage, réseau de comptage, de communication, bâtiments, etc.	2 237 390 $	24 fév. 1982	XOM-4-82
	Amélioration de la canalisation et du réseau de communication	199 867 $	24 nov. 1982	XOM-12-82
Dome NGL Pipeline Ltd.	Circuit de telemesure	287 000 $	8 juil. 1982	XOM-7-82
Interprovincial Pipe Line Limited	Total	30 538 900 $		
	Améliorations aux stations de pompage et aux réseaux de communication, amélioration des installations de GNL et modification de la canalisation principale	12 519 900 $	13 août 1982	XOM-8-82
Manito Pipelines Ltd.	Total	1 491 885 $		
	Reseau de surveillance par ordinateur, Réseau de communication, etc.	1 369 252 $	5 mai 1982	XOM-5-82
	Automatisation du terminal de camionnage, clôture de la station, etc.	122 633 $	13 oct. 1982	XOM-9-82
Montreal Pipe Line Limited	Total	302 900 $		
	Matériel d'acquisition des données, installation de laboratoires, etc.	270 800 $	10 fev. 1982	XOM-2-82
	Redresseur de protection cathodique, outillage d'entretien et d'exploitation et équipement divers	32 100 $		
Petroleum Transmission Company	Perfectionnement du réseau de contrôle	1 048 665 $	10 fév. 1982	XOM-3-82
Trans Mountain Pipe Line Company	Total	5 322 187 $		
	Matériel de travail, mobilier et appareils d'éclairage, réservoirs, matériel de station, etc.	1 413 040 $	10 mars 1982	XOM-1-82
	Matériel automobile	598 950 $	1 déc. 1982	XOM-11-82
	Reservoirs, materiel automobile, materiel de travail, etc.	3 310 197 $	1 déc. 1982	XOM-13-82
Trans-Northern Pipelines Inc.	Total	742 000 $		
	Matériel d'ordinateurs, véhicules de densitométrie, etc.	329 000 $	27 oct. 1982	XOM-10-82
	Modifications d'emplacements des pompes, des compteurs et des raccordements	413 000 $	1 déc. 1982	XOM-14-82
Westspur Pipe Line Company	Remplacement de la canalisation	445 920 $	4 juin 1982	XOM-6-82

O-III

EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT CANADIEN ET D'ÉQUIVALENTS VERS LES ÉTATS-UNIS EN 1982 ET 1981

Société	Destination	1982		1981	
		Total annuel en mètres cubes	Moyenne quotidienne	Total annuel en mètres cubes	Moyenne quotidienne
Districts I à IV					
Amoco Production Company	Whiting (Indiana)	214 393.4	587.3	—	—
Ashland Oil Inc.	Canton (Ohio)	—	—	4 224.1	11.5
Ashland Oil Inc.	N. Tonawanda (N.Y.)	—	—	31 132.3	85.2
Ashland Oil Inc.	St. Paul (Minnesota)	138 718.7	380.1	99 391.6	281.3
Cdn. Hydrocarbons Ltd.	Cut Bank (Montana)	1 237.0	3.4	1 812.9	4.9
Conoco Inc. Refining Corp.	Billings (Montana)	82 738.6	226.7	—	—
Consumers Power Company	Bay City (Michigan)	1 729.5	4.7	4 256.1	11.6
Farmers Union Central Exchange	Billings (Montana)	169 607.2	465.2	—	—
Koch Refining Co.	Pine Bend (Minnesota)	6 773 273.5	18 556.9	4 744 250.1	12 997.9
Laketon Asphalt Refining Inc.	Laketon (Indiana)	151 412.9	414.8	—	—
Marathon Oil Co.	Detroit (Michigan)	28 835.0	79.0	—	—
Mobil Oil Corp.	Joliet (Illinois)	1 084 495.0	2 971.2	569 340.9	1 532.4
Murphy Oil Corp.	Superior (Wisconsin)	290 698.2	796.4	282 690.0	774.4
Union Oil Co. of California	Lemont (Illinois)	67 082.9	183.7	42 467.2	116.3
Autres		54 292.9	148.7	4 224.1	11.5
Total des districts I à IV		9 058 666.6	24 818.1	5 796 110.4	15 797.5

O-IV

REDEVANCES D'EXPORTATION SUR LE PÉTROLE BRUT ET LES PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS—1982

($ PAR MÈTRE CUBE)

CATÉGORIE	JAN.[1]	FÉV.	MAR.	AVR.	MAI	JUIN	JUIL.[2]	AOUT	SEPT.	OCT.	NOV.	DEC.
Léger, moyen et condensat	149,30	136,15	136,15	103,65	103,65	103,65	109,95	109,95	97,20	97,20	97,20	97,20
Cold Lake	—	—	—	—	—	—	—	—	—	24,60	24,60	24,60
Del Bonita	139,35	125,25	125,25	93,75	93,75	93,75	100,05	100,05	—	—	—	—
Reagan	151,45	137,10	137,10	105,60	105,60	105,60	111,90	111,90	98,95	97,75	97,75	97,75
Mélanges de type Lloydminster	91,40	73,30	58,00	45,40	45,40	45,40	58,00	58,00	44,40	44,40	44,40	44,40
Mélanges Wainwright / Kinsella	90,40	71,65	56,35	43,75	43,75	43,75	56,35	56,35	43,15	43,15	43,15	43,15
Fosterton	96,15	77,75	62,45	49,85	49,85	49,85	62,45	62,45	51,10	51,10	51,10	51,10
Smiley-Coleville	90,30	71,65	56,35	43,75	43,75	43,75	56,35	56,35	44,35	46,75	46,75	45,75
Bow River	102,75	83,85	68,55	55,95	55,95	55,95	68,55	68,55	56,60	55,15	55,15	55,15
Midale	101,30	82,15	66,85	54,25	54,25	54,25	66,85	66,75	54,25	54,25	54,25	54,25
Essence et carburéacteur B	96,90	92,20	82,75	106,70	101,45	101,45	110,90	109,50	90,60	90,60	79,85	79,85
Distillats moyens	104,15	113,60	107,30	128,05	109,20	109,20	121,80	109,50	109,50	96,90	90,60	90,60
Mazout lourd de C.-B.	34,30	20,15	70,35	101,45	101,45	101,45	106,65	109,50	84,90	82,50	79,85	73,95
Mazout d'autres régions	34,30	20,15	20,15	59,80	56,65	56,65	59,80	44,05	44,05	44,05	44,05	50,35
Pétrole partiellement raffiné	78,35	62,95	70,35	101,45	101,45	101,45	106,65	95,35	84,90	82,50	79,85	73,95

1) Réduction de 14,15 dollars le mètre cube applicable aux volumes de pétrole brut et d'équivalents exportés en janvier et entrés dans les réseaux d'oléoducs d'exportation après le 1er janvier 1982.

2) Une réduction de 14,15 dollars le mètre cube applicable aux volumes de pétrole brut et d'équivalents exportés en juillet et entrés dans les réseaux d'oléoducs d'exportation après le 1er juillet 1982.

O-V

ÉCHANGES DE PÉTROLE BRUT ET D'ÉQUIVALENTS AVEC LES ÉTATS-UNIS PAR LES RÉSEAUX PIPELINIERS DU MOYEN-CONTINENT—1982

DÉTENTRICE DE LICENCES	PARTENAIRE DE L'ÉCHANGE	QUANTITÉ EN MÈTRES CUBES		
		AUTORISÉE	EXPORTÉE	IMPORTÉE
BP pétrole Limitée	Conoco Inc.	—	—	2 175,6
BP pétrole Limitée	Murphy Oil Corporation	497 977,0	167 073,3	169 782,6
BP pétrole Limitée	Phillips Petroleum Corporation	—	5 065,4	—
Les produits Gulf Canada	Conoco Inc.	—	—	6 904,6
Compagnie pétrolière Impériale Limitée	Exxon Corporation	195 580,0	187 654,8	207 872,9
Compagnie pétrolière Impériale Limitée	Gladieux Refinery Inc.	10 700,0	2 013,9	2 150,0
Shell Canada Limitée	Conoco Inc.	1 089 023,0	1 223 712,0	1 127 548,2
Shell Canada Limitée	Farmers Union Central Exchange	808 647,2	714 169,4	741 902,6
Shell Canada Limitée	Shell Oil Co.	1 083 770,1	1 027 318,4	1 031 118,1
Shell Canada Limitée	Simons Crude Oil Co.	44 023,7	24 740,9	24 742,4
Sunoco Inc.	Ashland Oil Inc.	213 855,0	47 843,7	36 916,2
Texaco Canada Inc.	Exxon Corporation	—	12 704,8	296,0
TOTAL		3 943 576,0	3 412 296,6	3 351 409,2

O-VI

EXPÉDITIONS AU TITRE D'ÉCHANGE — EST DU CANADA — 1982

DÉTENTRICE DE LICENCE	PARTENAIRE DE L'ÉCHANGE	QUANTITÉ EN MÈTRES CUBES		
		AUTORISÉE	EXPORTÉE	IMPORTÉE
Ultramar Canada Inc.	Conoco Inc.	156 767,0	155 022,1	154 968,7
Ultramar Canada Inc.	Texaco Inc.	96 990,0	96 959,6	96 574,0
TOTAL		253 757,0	251 981,7	251 542,7

O-VII

EXPORTATIONS DE PRODUITS PÉTROLIERS ET IMPORTATIONS DE MAZOUT LOURD AUTORISÉES PAR DES LICENCES—1982 (EN MÈTRES CUBES)

	EXPORTATIONS						IMPORTATIONS
MOIS	PÉTROLE PARTIELLEMENT RAFFINÉ	ESSENCE ET CARBURÉACTEUR B	EXPORTATIONS MAZOUT LOURD	DISTILLATS MOYENS	ASPHALTE*	TOTAL	IMPORTATIONS MAZOUT LOURD*
Janvier	11 673,8	47 018,3	113 251,2	120 366,4	—	292 309,7	—
Février	194,1	18 668,7	192 204,7	93 537,7	—	304 605,2	—
Mars	10 912,1	2 665,2	149 315,4	30 576,3	—	193 469,0	—
Avril	651,9	3 287,8	64 600,9	19 911,0	—	88 451,6	—
Mai	271,0	71 625,4	173 971,8	102 030,1	—	347 898,3	—
Juin	171,7	152 010,5	222 257,8	82 666,0	32 218,6	489 324,6	76 828,8
Juillet	10 010,4	135 720,3	156 080,8	24 235,8	59 157,5	385 204,8	102 423,3
Août	19 988,7	97 791,4	148 810,3	104 450,9	63 104,7	434 146,0	139 234,0
Septembre	9 563,5	23 742,6	157 809,6	49 915,2	58 840,8	299 871,7	115 813,4
Octobre	29 394,7	44 747,5	176 886,5	109 355,9	28 238,0	388 622,6	58 691,2
Novembre	19 991,2	4 916,1	137 629,6	139 464,6	13 051,9	315 053,4	80 311,0
Decembre	20 055,9	7 234,9	168 234,9	159 321,3	768,7	355 615,7	115 000,0
TOTAL	132 879,0	609 428,7	1 861 053,5	1 035 831,2	255 380,2	3 894 572,6	688 301,7

* L'Office a commence a delivrer des licences d'exportation d'asphalte et d'importation de mazout lourd en juin 1982.

O-VIII

EXPORTATIONS AUTORISÉES DE CARBURANTS DE SOUTE D'AVIATION ET DE MARINE POUR LE TRANSPORT INTERNATIONAL (EN MÈTRES CUBES)

MOIS	CARBURÉACTEUR A[1]	CARBURÉACTEUR B[1]	MAZOUT LOURD	GAZ OIL MARIN/DIESEL	TOTAL
Janvier	85 536	5 838	68 178	15 985	175 537
Février	70 231	9 720	89 554	19 377	188 882
Mars	23 545	3 147	72 477	15 802	114 971
Avril	34 588	2 090	115 314	99 495	251 487
Mai	34 028	2 995	211 750	40 905	289 678
Juin	35 757	5 097	171 446	48 806	261 106
Juillet	51 635	7 646	208 446	50 935	318 662
Août	41 246	10 002	139 326	42 277	232 851
Septembre	44 449	22 160	130 898	43 773	241 280
Octobre	39 874	9 580	146 494	41 686	237 634
Novembre	24 835	14 013	172 690	41 320	252 858
Décembre	32 620	5 060	136 134	35 310	209 124
TOTAL	518 344	97 348	1 662 707	495 671	2 774 070

(1) A compter de mars les volumes excluent le carburant consommé par les lignes aériennes du Canada.

E-I

CERTIFICATS DE COMMODITÉ ET DE NÉCESSITÉ PUBLIQUES POUR DES LIGNES INTERNATIONALES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ DÉLIVRÉES AUX TERMES DE L'ARTICLE 44 EN 1982

Aucun certificat n'a été délivré en 1982

E-II

ORDONNANCES RELATIVES À DES LIGNES INTERNATIONALES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ DÉLIVRÉES EN 1982

TYPE D'ORDONNANCE	REQUÉRANTE	INSTALLATIONS	DATE DE DÉLIVRANCE	ORDONNANCE
Ordonnances en vertu du Règlement sur les lignes internationales de transmission de force motrice	1. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-2	9 juil. 1982	AO-1-EC-2
	2. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-III-7	9 juil. 1982	AO-1-EC-III-7
	3. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-III-18	9 juil. 1982	AO-1-EC-III-18
	4. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par l'ordonnance numéro XE-1-63	9 juil. 1982	AO-1-XE-I-63
	5. Hydro-Québec	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-46	9 juil. 1982	AO-1-EC-46
	6. Hydro-Quebec	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-47	9 juil. 1982	AO-1-EC-47
	7. Hydro-Quebec	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-50	9 juil. 1982	AO-1-EC-50
	8. Hydro Quebec	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par l'ordonnance numéro XE-3-64	9 juil. 1982	AO-1-XE-3-64
	9. Ontario Hydro	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-12	9 juil. 1982	AO-2-EC-12
	10. Ontario Hydro	Ordonnance corrigeant une erreur typographique dans la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-III-13	9 juil. 1982	AO-1-EC-III-13
	11. Canadian Niagara Power Company Limited	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-22	9 juil. 1982	AO-2-EC-22
	12. The Canadian Transit Power Company	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-44	9 juil. 1982	AO-1-EC-44

E-II (suite)

ORDONNANCES RELATIVES À DES LIGNES INTERNATIONALES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ DÉLIVRÉES EN 1982

TYPE D'ORDONNANCE	REQUÉRANTE	INSTALLATIONS	DATE DE DÉLIVRANCE	ORDONNANCE
	13. Roseau Electric Co-operative Inc.	Ordonnance corrigeant une erreur typographique dans la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par l'ordonnance numéro XE-1-80	9 juil. 1982	AO-1-XE-1-80
	14. Saskatchewan Power Corporation	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-III-19	9 juil. 1982	AO-1-EC-III-19
	15. Southern Utilities Company, Ltd.	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-54	9 juil. 1982	AO-1-EC-54
	16. West Kootenay Power and Light Company, Ltd.	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-41	9 juil. 1982	AO-1-EC-41
	17. Cominco Ltd.	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-III-1	9 juil. 1982	AO-1-EC-III-1
	18. British Columbia Hydro and Power Authority	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-30	9 juil. 1982	AO-1-EC-30
	19. British Columbia Hydro and Power Authority	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-III-4	9 juil. 1982	AO-1-EC-III-4
	20. Hydro-Quebec	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par l'ordonnance numéro XE-1-64	22 déc. 1982	AO-1-XE-I-64
	21. Hydro-Quebec	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par l'ordonnance numéro XE-2-64	22 déc. 1982	AO-1-XE-2-64
	22. Hydro-Quebec	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale existante de transport d'électricité autorisée par l'ordonnance numéro XE-3-64	22 déc. 1982	AO-2-XE-3-64

E-II (suite)

ORDONNANCES RELATIVES À DES LIGNES INTERNATIONALES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ DÉLIVRÉES EN 1982

TYPE D'ORDONNANCE	REQUÉRANTE	INSTALLATIONS	DATE DE DÉLIVRANCE	ORDONNANCE
Ordonnances d'autorisation d'abandon et d'annulation des certificats de commodité et de nécessité publiques conformement aux articles 43(3) et 47(3)	1. Fraser Inc.	Ordonnance autorisant l'abandon de l'exploitation de la ligne internationale d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-32	9 juil. 1982	RO-EC-32
	2. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Ordonnance autorisant l'abandon de l'exploitation de la ligne internationale d'électricité autorisée par l'ordonnance numéro XE-1-72	9 juil. 1982	RO-XE-1-72
	3. Litton Business & Industrial Systems of Canada Limited, Butterfield Division	Ordonnance autorisant l'abandon de l'exploitation de la ligne internationale d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-43	9 juil. 1982	RO-EC-43
	4. The Manitoba Hydro-Electric Board	Ordonnance autorisant l'abandon de l'exploitation de la ligne internationale d'électricité autorisée par le certificat numéro EC-26	9 juil. 1982	RO-EC-26
	5. The Manitoba Hydro-Electric Board	Ordonnance autorisant l'abandon de l'exploitation de la ligne internationale d'électricité autorisée par l'ordonnance numéro XE-1-61	9 juil. 1982	RO-XE-1-61
Ordonnance pour le transfert d'un certificat de commodité et de nécessité publiques conformement a l'article 17(3)	1. Ontario Hydro	Ordonnance autorisant l'attribution et le transfert par la Boise Cascade Canada Ltd du certificat de commodité et de nécessité publique numéro EC-III-11 à l'Ontario Hydro	14 oct. 1982	MO-9-82
Ordonnances d'exemption aux termes de l'article 49	1. Hydro-Quebec	Une ligne internationale d'électricité allant du transformateur de distribution TD1V jusqu'à un point situé sur la frontière internationale dans la réserve indienne de Saint-Regis, en la province de Québec. Cette ligne triphasée à un seul circuit est exploitée à 48 kV et 12 kV.	22 déc. 1982	XE-1-82
	2. Hydro-Quebec	Une ligne internationale d'électricité allant du transformateur de distribution TD1C jusqu'à un point situé sur la frontière internationale dans la réserve indienne de Saint-Régis, en la province de Québec. Cette ligne triphasée à un seul circuit est exploitée à 13,2 kV.	22 déc. 1982	XE-2-82
	3. Hydro-Quebec	Une ligne internationale d'électricité allant depuis le transformateur de distribution TD1S jusqu'à un point situé sur la frontière internationale dans la municipalité de Stanhope, en la province de Québec. Cette ligne triphasée à un seul circuit est exploitée à 25 kV.	22 déc. 1982	XE-3-82
	4. Hydro-Quebec	Une ligne internationale d'électricité allant depuis le transformateur de distribution TD1H jusqu'à un point situé sur la frontière internationale dans la municipalité de Hereford, en la province de Québec. Cette ligne triphasée à un seul circuit est exploitée à 25 kV.	22 déc. 1982	XE-4-82

E-III

LICENCES D'EXPORTATION DE PUISSANCE ET D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUES DÉLIVRÉES AUX TERMES DE L'ARTICLE 82 EN 1982

REQUÉRANTE	CATÉGORIE	MÉGAWATTS	GIGAWATTS-HEURES PAR AN	DURÉE		DATE DE L'AUDIENCE	DATE DE DÉLIVRANCE	LICENCE
				DE	À			
1. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Garantie	100	876	82-11-01	90-10-31	24 nov.—2 déc. 1981	11 mars 1982	EL-137
2. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Garantie	100	876	82-11-01	95-10-31	24 nov.—2 déc. 1981	11 mars 1982	EL-138
3. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Garantie	15	92	82-11-01	90-10-31	24 nov.—2 déc. 1981	11 mars 1982	EL-139
4. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Interruptible	—	6 485*	82-11-01	90-10-31	24 nov.—2 déc. 1981	11 mars 1982	EL-140
5. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Transfert de transporteur	140	1 226.4	82-11-01	90-10-31	24 nov.—2 déc. 1981	11 mars 1982	EL-141
6. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Garantie à court terme	20	140	82-11-01	90-10-31	24 nov.—2 déc. 1981	11 mars 1982	EL-142
7. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Interruptible	—	300	82-11-01	90-10-31	24 nov.—2 déc. 1981	11 mars 1982	EL-143
8. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Transfert de transporteur	50	250	82-11-01	90-10-31	24 nov.—2 déc. 1981	11 mars 1982	EL-144
9. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Interruptible	—	179	82-11-01	90-10-31	24 nov.—2 déc. 1981	11 mars 1982	EL-145
10. Cominco Ltd.	Transfert de transporteur	—	50	83-01-01	87-12-31	7 oct. 1982	22 nov. 1982	EL-146
11. Cominco Ltd.	Transfert interruptible	—	1 100	83-01-01	87-12-31	7 oct. 1982	22 nov. 1982	EL-147
12. Cominco Ltd.	Échanges équivalents garantis divers	—	250	83-01-01	87-12-31	7 oct. 1982	22 nov. 1982	EL-148
13. Cominco Ltd.	Puissance d'acheminement	—	1 000	83-01-01	87-12-31	7 oct. 1982	22 nov. 1982	EL-149

* Moins les exportations autorisées en vertu des licences EL-64, EL-137 et EL-138.

E-IV

ORDONNANCES D'EXPORTATION DE PUISSANCE ET D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUES DÉLIVRÉES EN 1982

Ordonnances délivrées en vertu de l'article 7 du Règlement (partie VI de la Loi)

REQUÉRANTE	CATÉGORIE	KILOWATTS	KILOWATTS-HEURES PAR AN	DURÉE		DATE DE DÉLIVRANCE	ORDONNANCE
				DE	À		
1. Hydro-Québec	Garantie	20	35 000	82-04-15	85-04-14	19 mars 1982	ELO-158
2. Hydro-Québec	Garantie	75	200 000	82-04-15	85-04-14	19 mars 1982	ELO-159
3. Hydro-Québec	Garantie	20	100 000	82-04-15	85-04-14	19 mars 1982	ELO-160
4. Hydro-Québec	Garantie	35	65 000	82-04-15	85-04-14	19 mars 1982	ELO-161
5. Hydro-Québec	Garantie	65	150 000	82-04-15	85-04-14	19 mars 1982	ELO-162
6. Hydro-Québec	Garantie	10	10 000	82-04-15	85-04-14	19 mars 1982	ELO-163
7. Hydro-Québec	Garantie	2	2 000	82-04-15	85-04-14	19 mars 1982	ELO-164
8. Hydro-Québec	Garantie	57	150 000	82-04-15	85-04-14	19 mars 1982	ELO-165
9. Ontario Hydro	Garantie	44	80 000	82-05-15	85-05-14	6 mai 1982	ELO-166
10. The Canadian Transit Company	Garantie	100	225 000	82-08-01	85-05-31	4 juin 1982	ELO-167
11. British Columbia Hydro and Power Authority	Garantie	200	600 000	82-12-01	85-11-30	19 juin 1982	ELO-168
12. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Garantie	200	250 000	82-10-21	85-10-20	3 août 1982	ELO-169
13. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Garantie	20	30 000	82-10-21	85-10-20	3 août 1982	ELO-170
14. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Garantie	50	20 000	82-10-21	85-10-20	3 août 1982	ELO-171
15. The Manitoba Hydro-Electric Board	Garantie	900	7 884 000	82-10-01	85-09-30	17 août 1982	ELO-172
16. The Detroit and Windsor Subway Company	Garantie	300	2 000 000	83-01-01	85-11-30	16 sept. 1982	ELO-173
17. Cedars Rapids Transmission Company Limited	Garantie	—	20 000 000	83-01-01	85-12-30	20 nov. 1982	ELO-174

E-IV (suite)

ORDONNANCES D'EXPORTATION DE PUISSANCE ET D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUES DÉLIVRÉES EN 1982

Ordonnances de modification relatives à l'électricité

REQUÉRANTE	LICENCE VISÉE	DATE DE DÉLIVRANCE	ORDONNANCE	REMARQUES
1. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	EL-65	14 mars 1982	AO-2-EL-65	Modification augmentant la quantité d'énergie interruptible devant être exportée en 1982 proportionnellement à une réduction des exportations garanties autorisées en vertu de la licence EL-64.
2. Canadian Niagara Power Company, Limited	EL-124	17 juin 1982	AO-1-EL-124	Modification réduisant la quantité d'énergie garantie devant être exportée proportionnellement à une augmentation des exportations d'énergie interruptibles autorisées en vertu de la licence EL-125.
3. Canadian Niagara Power Company, Limited	EL-125	17 juin 1982	AO-1-EL-125	Modification augmentant la quantité d'énergie interruptible devant être exportée proportionnellement a une réduction des exportations garanties autorisées en vertu de la licence EL-124.
4. Hydro-Québec	EL-113	24 juin 1982	AO-1-EL-113	Modification ajoutant une nouvelle entente d'interconnexion avec la Niagara Mohawk Power Corporation.
5. Saskatchewan Power Corporation	EL-117	20 août 1982	AO-1-EL-117	Modification reflétant l'intention de l'Office au moment où il a inséré la modalité 9, paragraphe a) dans la licence.
6. Saskatchewan Power Corporation	EL-118	20 août 1982	AO-1-EL-121	Modification reflétant l'intention de l'Office au moment où il a inséré la modalité 11, paragraphe a) dans la licence.
7. Saskatchewan Power Corporation	EL-119	20 août 1982	AO-1-EL-119	Modification reflétant l'intention de l'Office au moment où il a inséré la modalité 5, paragraphe b) dans la licence.
8. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	EL-140	7 oct. 1982	AO-1-EL-140	Modification définissant la période durant laquelle la quantité maximale autorisée pourrait être exportée.
9. Dow Chemical of Canada, Limited	EL-121	4 nov. 1982	AO-1-EL-121	Modification qui prévoit une prolongation de 18 mois de la période de la licence jusqu'au 30 juin 1984.

E-V

EXPORTATIONS D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE — ANNÉE CIVILE 1982

EXPORTATEUR	LICENCE	MÉGAWATTS-HEURES					VALEUR DÉCLARÉE DES EXPORTATIONS EN DOLLARS	
		AUTORISÉES AUX TERMES DES LICENCES		ÉNERGIE BRUTE EXPORTÉE				
		GARANTIE	INTER-RUPTIBLE	GARANTIE	INTER-RUPTIBLE	ÉCHANGES[1]	GARANTIE	INTER-RUPTIBLE
1. Maine and New Brunswick Electrical Power Company, Limited	EL-22	250 000	—	97 178	—	—	863 339	—
	EL-23	—	25 000	—	—	—	—	—
2. Fraser Inc.	EL-122	400 000	—	307 610	—	—	10 940 158	—
	EL-123	—	50 000	—	—	—	—	—
3. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	AO-1-EL-64	3 504 000[2]	—	594 363	—	-368 741	41 536 241	—
	AO-1-EL-65[3]	—	2 190 000[2]	—	1 012 492	29 446	—	52 397 222
	AO-4-EL-66[4]	876 000	—	—	—	273 353	—	—
	EL-108	140 000	—	—	—	—	—	—
	EL-109	—	300 000	—	103 609	-17 730	—	6 206 902
	EL-110	250 000	—	—	—	33 975	—	—
	EL-111	140 000	—	8 184	—	—	777 248	—
	EL-112	—	179 000	—	1 440	32	—	81 589
	EL-137	876 000	—	—	—	—	—	—
	EL-138	876 000	—	—	—	—	—	—
	EL-139	92 000	—	3 785	—	—	397 543	—
	AO-1-EL-140[3]	—	6 482 400[5]	—	822 786	2 119	—	43 560 268
	EL-141[4]	1 226 400	—	—	—	83 769	—	—
	EL-142	140 000	—	—	—	—	—	2 062 393
	EL-143	—	300 000	—	34 131	-1 478	—	—
	EL-144	250 000	—	—	—	5 372	—	—
	EL-145	—	179 000	—	3 364	-216	—	186 146
	ELO-169 to ELO-171	300	—	220	—	—	14 928	—
TOTAL: NOUVEAU-BRUNSWICK				1 011 340	1 977 822	39 901	54 529 457	104 494 520
4. Cedars Rapids Transmission Company Limited	ELO-150	20 000	—	—	—	—	—	—
5. Hydro-Québec	EL-96	3 000 000	—	3 000 000	—	—	120 201 732	—
	EL-113	—	10 200 000[6]	—	5 336 139	669	—	165 046 313
	EL-131	—	320 000	—	—	—	—	—
	EL-132	131 400	—	68 009	—	—	2 746 196	—
	EL-133	—	525 000[7]	—	131 054			5 153 099
	ELO-154 à ELO-156 et ELO-158 à ELO-165	1 752	—	589	—	—	25 669	—
TOTAL: QUÉBEC				3 068 598	5 467 193	669	122 973 597	170 199 412
6. Ontario Hydro	EL-32	15 000	—	973	—	—	1 946	—
	EL-134	—	10 000 000	—	—	-129 702	—	—
	EL-135	10 500 000	—	1 198 883	—	—	52 852 287	—
	EL-136	—	20 000 000[8]	—	9 549 837	26 498	—	364 766 308
	ELO-166	80	—	20	—	—	941	—
7. Canadian Niagara Power Company Limited	AO-1-EL-124	130 000	—	—	—	—	—	—
	AO-1-EL-125	—	380 000[9]	—	300 606	13 386	—	9 652 130
8. Boise Cascade Canada Ltd.	AO-3-EL-63	—	87 600	—	—	—	—	—
9. The Detroit and Windsor Subway Company	AO-1-ELO-152	1 250	—	1 016	—	—	—	—
10. The Canadian Transit Company	ELO-167	25	—	24	—	—	—	—

E-V (suite)

EXPORTATIONS D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE — ANNÉE CIVILE 1982

EXPORTATEUR	LICENCE	MÉGAWATTS-HEURES					VALEUR DÉCLARÉE DES EXPORTATIONS EN DOLLARS	
		AUTORISÉES AUX TERMES DES LICENCES		ÉNERGIE BRUTE EXPORTÉE				
		GARANTIE	INTER-RUPTIBLE	GARANTIE	INTER-RUPTIBLE	ÉCHANGES[1]	GARANTIE	INTER-RUPTIBLE
11. St. Lawrence Power Company	EL-114	—	250 000	—	—	117 710	—	—
	EL-115	—	150 000	—	66 790	—	—	1 998 539
	EL-116	—	150 000	—	—	3 275	—	—
12. Dow Chemical of Canada Ltd.	AO-1-EL-121	—	438 000	—	18 747	—	—	862 150
TOTAL: ONTARIO				1 200 916	9 935 980	31 167	52 855 174	377 279 127
13. Manitoba Hydro	EL-97	—	1 500 000	—	1 828 920	—	—	24 341 521
	EL-98	876 000	—	236 020	—	—	6 215 626	—
	EL-99	262 800	—	262 800	—	—	3 593 412	—
	EL-100	800 000	—	—	—	—	—	—
	EL-101	2 500 000	—	—	—	—	—	—
	EL-102	5 000 000	—	260	—	—	104 731	—
	EL-103	—	12 000 000[10]	—	2 887 524	37 595	—	42 899 023
	ELO-153 et ELO-172	7 899	—	1 794	—	—	39 315	—
TOTAL: MANITOBA				500 874	4 716 444	37 595	9 953 084	67 240 544
14. Saskatchewan Power	EL-117	438 000	—	33 200	—	—	1 489 420	—
	EL-119	—	876 000[11]	—	9 065	17 335	—	78 443
	EL-120	876 000[11]	—	—	—	—	—	—
TOTAL: SASKATCHEWAN				33 200	9 065	17 335	1 489 420	78 443
15. British Columbia Hydro and Power Authority	EL-126	32 000	—	13 493	—	—	474 025	—
	EL-127	2 000 000	—	—	—	980 589	—	—
	EL-128	3 000 000	—	—	—	—	—	—
	EL-129	—	525 600	—	525 600	—	—	10 434 566
	EL-130	—	10 000 00[12]	–	4 313 802	121 118	–	128 431 566
	ELO-168	600	—	323	—	—	44 909	—
16. Cominco Ltd.	EL-20	—	500 000	—	—	—	—	—
	EL-104	50 000	—	—	—	—	—	—
	EL-105	—	1 400 000	—	210 993	5 673	—	5 423 912
17. West Kootenay Power and Light Company	ELO-157	50	—	28	—	—	1 017	—
TOTAL: COLOMBIE-BRITANNIQUE				13 844	5 050 395	1 107 380	519 951	144 290 044
TOTAL: CANADA				5 828 772	27 156 899	1 234 047	242 320 683	863 582 090

(1) Les échanges n'ont aucune valeur monétaire et comprennent les débits imprévus et d'acheminement, les échanges d'équivalence, le stockage, les transferts d'ajustement, d'acheminement ou de transit.
(2) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 4 380 GW.h aux termes des licences EL-64 et EL-65.
(3) La licence EL-65 a expiré le 3 septembre 1982 et a été remplacée par la licence EL-140.
(4) La licence EL-66 a expiré le 3 septembre 1982 et a été remplacée par la licence EL-141.
(5) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 482,4 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes des licences EL-64, EL-137 et EL-138.
(6) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 10 200 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes de la licence EL-96.
(7) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 525 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes de la licence EL-132.
(8) Le total des exportations ne devrait pas dépaser 20 000 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes de la licence EL-135.
(9) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 380 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités aux termes de la licence EL-124.
(10) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 12 000 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes des licences EL-97, EL-98, EL-99, EL-100, EL-101 et EL-102.
(11) Le total des exportations aux termes des licences EL-119 et EL-120 ne devrait pas dépasser 876 GW.h.
(12) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 10 000 GW.h au cours de l'année hydrologique (du 1er octobre au 30 septembre) lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes des licences EL-128 et EL-129.

E-VI

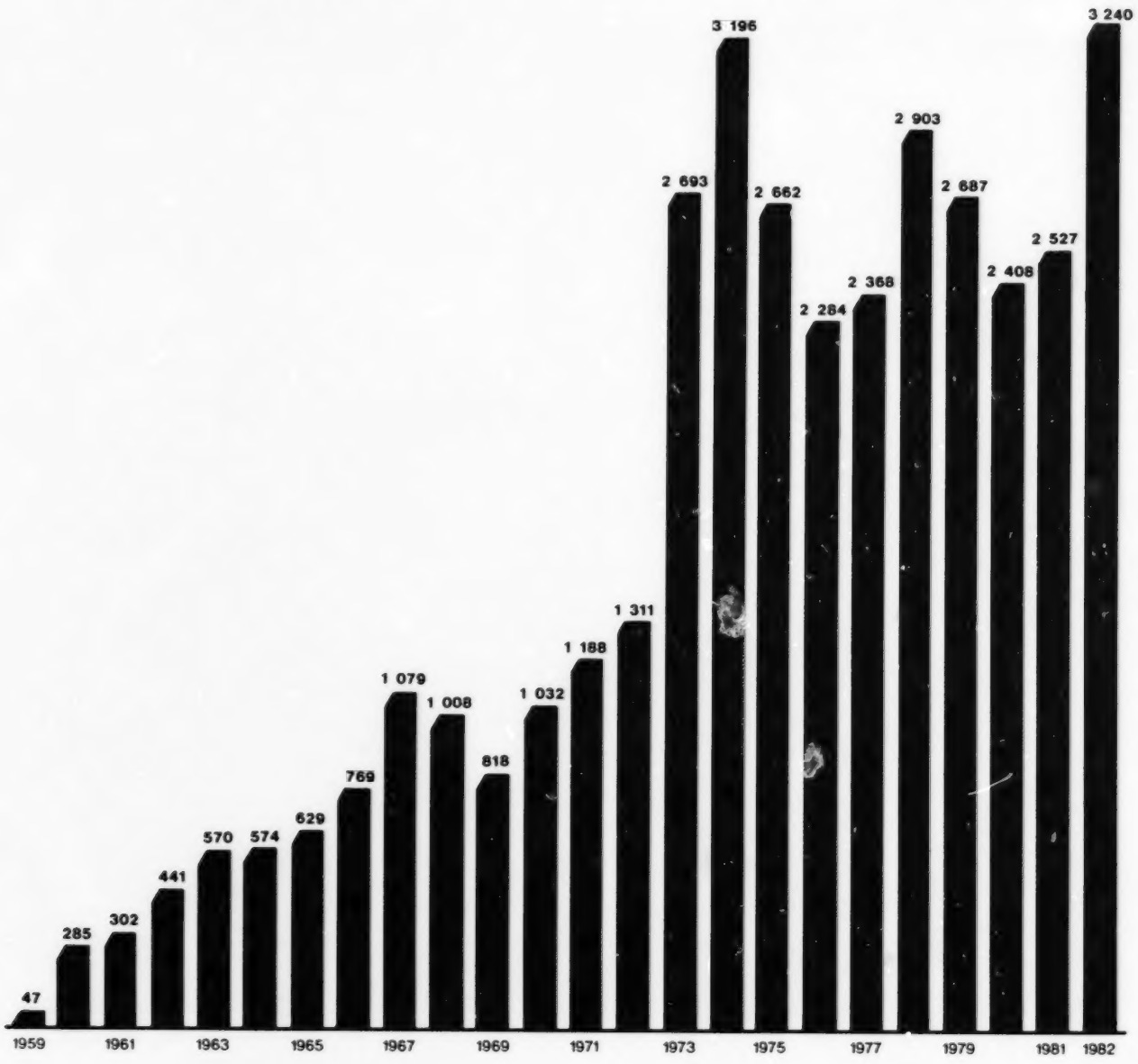
ÉNERGIE ÉLECTRIQUE: TOTAL DES APPROVISIONNEMENTS CANADIENS, ET COMMERCE AVEC LES ÉTATS-UNIS EN 1982

CATÉGORIE	GIGAWATTS-HEURES	
Production canadienne totale	375 400	(préliminaire)
Importations des États-Unis	2 849	"
Total des approvisionnements canadiens	378 249	"
Exportation (brute) vers les États-Unis	5 829	(garantie) 1.6 % de l'approvisionnement du Canada
	27 157	(interruptible) 7.2 % de l'approvisionnement du Canada
	1 234	(échange) 0.3 % de l'approvisionnement du Canada
Total de l'énergie électrique disponible au Canada	344 029	(préliminaire)

S-I

NOMBRE TOTAL DE CERTIFICATS, DE LICENCES, DE PERMIS, D'ORDONNANCES ET D'AUTORISATIONS DONNÉS PAR L'OFFICE ENTRE 1959 ET 1982.

La Loi sur l'Office national de l'énergie fut proclamée en vigueur le 2 novembre 1959.



Canada

POOR

QUALITY

ORIGINAL